

Comisión Nacional del Mercado de Valores  
Mercados Primarios  
Serrano 47, 8ª planta  
28001 Madrid

D. Luis López-Tello Díaz-Aguado, en nombre y representación de Repsol YPF, S.A. (la **“Sociedad”**) y en relación con el documento de registro (el **“Documento de Registro”**) de la Sociedad, depositado e inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores,

### **HACE CONSTAR**

Que la versión impresa del Documento de Registro, inscrito y depositado en esa Comisión, se corresponde con la versión en soporte informático que se adjunta.

Asimismo, por la presente se autoriza a la Comisión Nacional del Mercado de Valores para que el Documento de Registro sea puesto a disposición del público a través de su página *web*.

Y para que así conste y surta los efectos oportunos, en Madrid, a 11 de mayo de 2011.

Repsol YPF, S.A.  
p.p.

---

D. Luis López-Tello y Díaz-Aguado



## **DOCUMENTO DE REGISTRO**

*(REDACTADO SEGÚN ANEXO I DEL REGLAMENTO (CE) N° 809/2004, DE LA COMISIÓN EUROPEA DE 29 DE ABRIL DE 2004, RELATIVO A LA APLICACIÓN DE LA DIRECTIVA 2003/71/CE)*

**Mayo 2011**

*El presente Documento de Registro ha sido inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores*

## ÍNDICE

Pág.

<b>I.</b>	<b>FACTORES DE RIESGO</b> .....	<b>1</b>
<b>II.</b>	<b>DOCUMENTO DE REGISTRO</b> .....	<b>10</b>
<b>A)</b>	<b>TABLA DE EQUIVALENCIA</b> .....	<b>1</b>
<b>B)</b>	<b>ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004</b> .....	<b>10</b>
<b>1.</b>	<b>PERSONAS RESPONSABLES</b> .....	<b>10</b>
1.1	Identificación de las personas responsables .....	10
1.2	Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro. ....	10
<b>2.</b>	<b>AUDITORES DE CUENTAS</b> .....	<b>11</b>
2.1	Nombre y dirección de los auditores de cuentas .....	11
2.2	Renuncia o revocación de los auditores de cuentas .....	11
<b>3.</b>	<b>INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA</b> .....	<b>12</b>
3.1	Información financiera histórica seleccionada .....	12
3.2	Información financiera seleccionada relativa a periodos intermedios .....	13
<b>4.</b>	<b>FACTORES DE RIESGO</b> .....	<b>15</b>
<b>5.</b>	<b>INFORMACIÓN SOBRE LA SOCIEDAD</b> .....	<b>16</b>
5.1	Historial y evolución del emisor .....	16
5.2	Inversiones .....	18
<b>6.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO</b> .....	<b>26</b>
6.1	Actividades principales .....	26
6.2	Mercados principales .....	27
6.3	Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho.....	27
6.4	Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación. ....	27
6.5	Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor.....	27
<b>7.</b>	<b>ESTRUCTURA ORGANIZATIVA</b> .....	<b>28</b>
7.1	Descripción del grupo en que se integra el emisor .....	28
<b>8.</b>	<b>PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO</b> .....	<b>30</b>
8.1	Información sobre el inmovilizado material, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos. ....	30
<b>9.</b>	<b>ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO</b> .....	<b>31</b>
9.2	Resultados de Explotación .....	31
<b>10.</b>	<b>RECURSOS FINANCIEROS</b> .....	<b>32</b>
10.1	Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo.....	32
10.2	Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería.....	33
10.4	Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor. ....	34
10.5	Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1. ....	34
<b>12.</b>	<b>INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS</b> .....	<b>35</b>
12.1	Tendencias recientes más significativas .....	35

12.2	Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor.....	35
<b>13.</b>	<b>PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS.....</b>	<b>36</b>
13.1	Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones.....	36
13.2	Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor. ....	36
13.3	Previsión o estimación de los beneficios.....	36
13.4	Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida.....	36
<b>14.</b>	<b>ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS.....</b>	<b>37</b>
14.1	Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo. ....	37
14.2	Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y de altos directivos.....	48
<b>16.</b>	<b>PRÁCTICAS DE GESTIÓN.....</b>	<b>52</b>
16.1	Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.....	52
16.2	Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa.....	52
16.4	Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución.....	52
<b>17.</b>	<b>EMPLEADOS.....</b>	<b>53</b>
17.2	Acciones y opciones de compra de acciones.....	53
17.3	Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor.....	53
<b>18.</b>	<b>ACCIONISTAS PRINCIPALES.....</b>	<b>56</b>
18.1	Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativos, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas.....	56
18.3	El control de la sociedad.....	56
18.4	Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.....	56
<b>19.</b>	<b>OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS.....</b>	<b>57</b>
<b>20.</b>	<b>INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.....</b>	<b>58</b>
20.2	Información financiera pro-forma.....	58
20.3	Estados financieros.....	58
20.4	Auditoría de la información financiera histórica anual.....	58
20.5	Edad de la información financiera más reciente.....	59
20.6	Información intermedia y demás información financiera.....	59
20.7	Política de dividendos.....	59
20.8	Procedimientos judiciales y de arbitraje.....	60
20.9	Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor.....	61
<b>21.</b>	<b>INFORMACIÓN ADICIONAL.....</b>	<b>62</b>
21.1	Capital social.....	62
21.2	Estatutos y escritura de constitución.....	64

<b>22.</b>	<b>CONTRATOS RELEVANTES .....</b>	<b>69</b>
<b>23.</b>	<b>INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS.....</b>	<b>71</b>
23.1	Declaraciones o informes atribuidos a expertos .....	71
23.2	Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos.....	71
<b>24.</b>	<b>DOCUMENTOS PARA CONSULTA .....</b>	<b>72</b>
<b>25.</b>	<b>INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES .....</b>	<b>73</b>
<b>C)</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL YPF, S.A. Y SUS SOCIEDADES DEPENDIENTES CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2010</b>	
<b>D)</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL YPF, S.A. Y SUS SOCIEDADES DEPENDIENTES CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2009</b>	
<b>E)</b>	<b>INFORMACIÓN SUPLEMENTARIA SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS (INFORMACIÓN NO AUDITADA)</b>	

## **I. FACTORES DE RIESGO**

Las operaciones y los resultados de Repsol YPF están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras, que los inversores deberían tener en cuenta.

Futuros factores de riesgo, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes por Repsol YPF en el momento actual, también podrían afectar al negocio, a los resultados o a la situación financiera de la compañía.

### **1. FACTORES DE RIESGO RELATIVOS A LAS OPERACIONES DEL GRUPO REPSOL YPF**

#### *Incertidumbre en el contexto económico*

El ritmo de recuperación de la reciente crisis económico-financiera global está todavía sujeto a riesgos y a incertidumbres. El crecimiento de la economía mundial fue más lento en la segunda mitad de 2010 al debilitarse o agotarse el margen de maniobra de algunos factores que sostenían dicha recuperación, particularmente la reposición de inventarios y las políticas públicas anticíclicas de naturaleza fiscal y monetaria. Esta dinámica podría también predominar durante 2011, reduciendo los precios y los márgenes de la compañía respecto a los actuales, si bien se espera que la demanda mundial de petróleo y gas aumente debido a los países emergentes. El incremento de la deuda pública en casi todos los países como consecuencia de sus políticas anticrisis podría conducir a cambios fiscales y del marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Adicionalmente, una profunda reforma financiera, que está en proceso, podría tener importantes consecuencias para el conjunto de la economía. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol YPF realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de estos factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol YPF.

#### *Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF.*

En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol YPF. Los acontecimientos políticos (especialmente en Oriente Medio); la evolución de las reservas de petróleo y derivados; los efectos circunstanciales tanto del cambio climático como de los fenómenos meteorológicos, como tormentas y huracanes (que sacuden sobre todo el Golfo de México); el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, como China e India; conflictos mundiales importantes, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo; y el riesgo de que la oferta de crudo se convierta en arma política pueden afectar especialmente al mercado y a la cotización internacional del petróleo. En 2010, la cotización media del precio del crudo *West Texas Intermediate* (el “WTI”) ascendió a 79,61 dólares por barril, frente a una media de 56,13 dólares por barril registrada durante el período 2001-2010, con un precio medio anual máximo de 99,75 dólares por

barril en 2008 y un precio medio anual mínimo de 25,96 dólares en 2001. En 2010, el rango de cotizaciones para el crudo (WTI) se situó aproximadamente entre 68 y 92 dólares por barril.

La demanda también puede sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol YPF, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones en esta área podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol YPF de reponer sus reservas de crudo.

### ***Regulación de las actividades de Repsol YPF***

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales concretas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol YPF en España y en el extranjero. Adicionalmente, algunos países contemplan en su legislación la imposición de sanciones a empresas extranjeras que hacen ciertas inversiones en otros países. Además, las condiciones contractuales a las cuales están sujetos los intereses petrolíferos y gasíferos de Repsol YPF reflejan, por norma general, las negociaciones con las autoridades gubernamentales y difieren sustancialmente entre países o incluso de un ámbito a otro dentro de un mismo país. Estos acuerdos se materializan normalmente en licencias o en acuerdos de producción compartida. En virtud de los acuerdos de licencia, el poseedor de ésta financia y corre con los riesgos de las actividades de exploración y producción a cambio de la producción resultante, si la hubiere. Además, es posible que parte de la producción tenga que venderse al estado o a la empresa petrolera estatal. Por norma general, los titulares de licencias están sujetos al pago de regalías e impuesto de sociedades, que pueden ser elevados si se comparan con los impuestos de otros negocios. Sin embargo, los acuerdos de producción compartida suelen requerir que el contratista financie las actividades de exploración y producción a cambio de recuperar sus costes a través de una parte de la producción (*cost oil*), mientras que el remanente de la producción (*profit oil*) se reparte con la empresa petrolera estatal.

Repsol YPF no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas.

### ***Sujeción de Repsol YPF a reglamentos y riesgos medioambientales exhaustivos***

Repsol YPF está sujeta a un gran número de normativas y reglamentos medioambientales prácticamente en todos los países donde opera y que regulan, entre otras cuestiones relativas a las operaciones del Grupo, las normas de calidad medioambiental de sus productos, las emisiones al aire y el cambio climático, la eficiencia energética, los vertidos al agua, la remediación del suelo y la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, así como la generación, el almacenamiento, el transporte, el tratamiento y la eliminación final de los residuos.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol YPF, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a la compañía a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o a tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol YPF, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

***Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas.***

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol YPF. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol YPF pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos. Además algunos de nuestros proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, tales como el Golfo de México, Brasil o la selva amazónica o en reservorios desafiantes, que pueden agravar tales riesgos. En particular, las operaciones *offshore* están sujetas a riesgos marinos, entre los que se incluyen tormentas y otras condiciones meteorológicas adversas o colisiones de buques. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, podrían producirse daños personales, daños al medio ambiente, pérdidas de producción o destrucción de bienes y acciones legales y, dependiendo de la causa y la gravedad, daños a la reputación de Repsol YPF.

Por otra parte, Repsol YPF depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol YPF de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, las autoridades gubernamentales de los países donde se hallan los bloques de producción suelen subastarlos y que Repsol YPF hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de dichos bloques, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol YPF no logre los bloques de producción deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.



Si Repsol YPF no adquiere ni descubre y, posteriormente, desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectadas.

### ***Localización de las reservas***

Parte de las reservas de hidrocarburos se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidades políticas o económicas.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar cambios en el entorno empresarial. Por su parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Los recientes disturbios y revueltas civiles en Libia pueden tener un impacto negativo en los resultados de las operaciones. A 31 de diciembre de 2010 el 1,1% de los activos operativos consolidados de Repsol YPF están localizados en Libia y corresponden a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Asimismo, el 4,5% de la producción total anual del ejercicio 2010 se generó en Libia. Desde el 5 de marzo de 2011, la producción en Libia se encuentra suspendida.

### ***Estimaciones de reservas de petróleo y gas***

Para el cálculo de las reservas probadas de petróleo y gas, Repsol YPF utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la *Securities and Exchange Commission* (SEC). Las reservas probadas se estiman en función de datos geológicos y de ingeniería que permiten determinar con certeza razonable si el crudo o el gas natural localizados en yacimientos conocidos se pueden recuperar en las actuales condiciones económicas y operativas.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la compañía. Entre los factores que nosotros controlamos destacan los siguientes: los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja; la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración; el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación, las cuales dependen significativamente en ambos casos de la tecnología disponible así como la habilidad para implementar dichas tecnologías y el *know-how*; la selección de terceras partes con las que se asocia el Grupo; y la precisión en las estimaciones iniciales de los hidrocarburos de un determinado yacimiento, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Por otro lado, entre los factores que se encuentran fundamentalmente fuera del control de Repsol YPF

destacan los siguientes: fluctuaciones en precios del crudo y del gas natural, que pueden tener un efecto en la cantidad de reservas probadas (dado que las estimaciones de reservas se calculan teniendo en cuenta las condiciones económicas existentes en el momento en que dichas estimaciones fueron realizadas); si las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales se mantienen iguales a las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación, y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

### ***Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado.***

El precio del gas natural suele diferir entre los países en los que opera Repsol YPF, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol YPF ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por parte de las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro por parte de cualquiera de las contrapartes, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol YPF dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Venezuela, España y México, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en Argentina, Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Perú. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol YPF no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

### ***Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica***

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones tanto de la oferta como de la demanda que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol YPF. Además, el negocio petroquímico de Repsol YPF está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias como la seguridad y los controles medioambientales.

### ***Presencia significativa en Argentina***

A 31 de diciembre de 2010 y de 2009, aproximadamente el 19% y el 20%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, tratándose fundamentalmente de actividades de exploración y producción. Asimismo, el resultado de explotación, en torno al 20% a 31 de diciembre de 2010 y al 33% un año antes procedía de las actividades acometidas en dicho país.

Después de la crisis económica de 2001 y 2002, el PIB de Argentina ha crecido a una tasa promedio anual del 8,5%, aproximadamente, desde el año 2003 hasta el año 2008, desacelerándose en 2009 a raíz de la crisis financiera internacional. En 2010, después de un proceso de recuperación y según estimaciones preliminares, se ha alcanzado un crecimiento de aproximadamente el 9%. La economía argentina sigue siendo sensible a la volatilidad en los precios de las *commodities*, la limitación de la financiación e inversión internacional en infraestructuras, el desarrollo de recursos energéticos que soporten el crecimiento económico y el incremento de la inflación, entre otros factores.

Los principales riesgos económicos a los que Repsol YPF se enfrenta como consecuencia de sus operaciones en dicho país son los siguientes:

- limitaciones a su capacidad de trasladar a los precios locales los incrementos en los precios internacionales del crudo, de otros combustibles y de otros costes que afectan a las operaciones, así como el impacto de las fluctuaciones del tipo de cambio;
- incremento de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna, con la consiguiente afectación de los compromisos previamente asumidos por la sociedad con sus clientes;
- la necesidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017;
- interrupciones y huelgas sindicales;
- la evolución del tipo de cambio del peso argentino.

En los últimos años se han incrementado los gravámenes a las exportaciones de hidrocarburos (ver nota 2, “Marco Regulatorio - Argentina” de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010). Como resultado de estos incrementos de los impuestos a la exportación, YPF podría verse, y en determinadas ocasiones se ha visto, obligada a renegociar sus contratos de exportación, pese a la autorización previa de estos contratos por parte del gobierno argentino. La imposición de estas retenciones a la exportación ha afectado de forma adversa al resultado de las operaciones de YPF.

Asimismo, YPF se ha visto obligada a comercializar en el mercado local una parte de su producción de gas natural originariamente destinada a la exportación en el mercado internacional, por lo que ha sido incapaz de cumplir en determinados casos sus compromisos contractuales de exportación, tanto total como parcialmente, con las consiguientes desavenencias con sus clientes afectados, forzando a la empresa a declarar causa de fuerza mayor a tenor de sus contratos de exportación. Repsol YPF considera que dichas acciones constituyen supuestos de fuerza mayor que relevan a YPF de cualquier responsabilidad contingente por el incumplimiento de sus obligaciones contractuales.

***La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol YPF está sujeta podría no ser suficiente.***

Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en este documento, las operaciones de Repsol YPF están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. La compañía mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria, incluyendo pérdidas o daños a las propiedades e instalaciones, costes de control de pozos, pérdidas de producción o ingresos, remoción de escombros, filtración, polución, contaminación y gastos de limpieza de eventos súbitos y accidentales, reclamaciones de responsabilidades por terceras partes afectadas, incluyendo daños personales y fallecimientos, entre otros riesgos del negocio. Adicionalmente, la cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol YPF contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, la compañía podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

## **2. RIESGOS FINANCIEROS**

### ***Riesgo de liquidez***

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos disponibles que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. En el caso de Repsol YPF ex Gas Natural Fenosa, estos recursos disponibles cubren la totalidad de su deuda bruta y más de un 80% si se incluyen las acciones preferentes.

### ***Riesgo de crédito***

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por terceros alineados con las mejores prácticas.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

### ***Riesgos de mercado***

- ***Riesgo de fluctuación del tipo de cambio:*** Repsol YPF está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol YPF tiene actividad. Para mitigar el riesgo de tipo de cambio en el resultado, y cuando así lo considera adecuado, Repsol YPF puede contratar derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con razonables costes de transacción.

Repsol YPF también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras. Repsol YPF obtiene financiación en dólares y en otras monedas, bien de forma directa o bien sintéticamente mediante la contratación de derivados de tipo de cambio.

Además, Repsol YPF presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro son convertidos a euros al tipo de cambio de cierre de la fecha del correspondiente balance. Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio de la fecha de transacción; por razones prácticas, por lo general se utiliza el tipo de cambio medio del período en el que se realizaron las transacciones. La fluctuación de los tipos de cambio usados en este proceso de conversión a euros genera variaciones (positivas o negativas), que son reconocidas en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF, expresados en euros.

- ***Riesgo de precio de materias primas (commodities):*** Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol YPF están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase anteriormente *“Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF”* y *“Sujeción de la actividad en el sector de gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado”*).

- **Riesgo de tipo de interés:** El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.

En la Nota 20, “*Gestión de riesgos financieros y del capital*”, y en la 21, “*Operaciones con derivados*”, de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010, que se recogen en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

## II. DOCUMENTO DE REGISTRO

Con el fin de cumplir con los requisitos de información relativos al documento de registro (el **“Documento de Registro”**), de conformidad con el Anexo I del Reglamento (CE) n.º 809/2004, de la Comisión Europea de 29 de abril de 2004, relativo a la aplicación de la Directiva 2003/71/CE, tal y como ha sido modificado por el Reglamento (CE) n.º 1787/2006 de la Comisión de 4 de diciembre de 2006 y por el Reglamento (CE) n.º 211/2007 de la Comisión de 27 de febrero de 2007 (el **“Reglamento 809/2004”**), y al amparo del artículo 19.2 del Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en materia de admisión a negociación de valores en mercados secundarios oficiales, de ofertas públicas de venta o suscripción y del folleto exigible a tales efectos (el **“Real Decreto 1310/2005”**), el Documento de Registro se presenta de la siguiente manera:

- A) Tabla de equivalencia;
- B) Anexo I del Reglamento 809/2004;
- C) Cuentas Anuales consolidadas e informe de gestión consolidado de Repsol YPF y sus sociedades dependientes correspondientes al ejercicio 2010<sup>(1)</sup>; y
- D) Cuentas Anuales consolidadas e informe de gestión consolidado de Repsol YPF y sus sociedades dependientes correspondientes al ejercicio 2009<sup>(2)</sup>.
- E) Información suplementaria sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Las Cuentas Anuales consolidadas e informe de gestión consolidado de Repsol YPF y sus sociedades dependientes, correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009, han sido depositados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (la **“CNMV”**).

En el presente Documento de Registro, los términos **“Repsol YPF”**, **“Grupo Repsol YPF”** o **“Grupo”** se refieren a Repsol YPF, S.A. y a sus sociedades dependientes, salvo que expresamente se indique lo contrario.

En el presente Documento de Registro, los términos **“dólares”** o **“US\$”** se refieren a dólares de los Estados Unidos de América (**“Estados Unidos”** o **“EE.UU.”**).

---

(1) Incluyen, de conformidad con lo previsto en las NIIF, información comparativa con el ejercicio 2009.

(2) Incluyen, de conformidad con lo previsto en las NIIF, información comparativa con el ejercicio 2008.

## A) TABLA DE EQUIVALENCIA

De conformidad con el artículo 19.2 del RD 1310/2005, la siguiente tabla<sup>(1)</sup> recoge la equivalencia entre (i) los epígrafes del Anexo I del Reglamento 809/2004 y (ii) las Cuentas Anuales consolidadas y el informe de gestión consolidado de Repsol YPF y sus sociedades dependientes, correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009.

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2009
<b>1. PERSONAS RESPONSABLES</b>		
1.1 Identificación de las personas responsables.	—	—
1.2 Declaración de los responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro.	—	—
<b>2. AUDITORES DE CUENTAS</b>		
2.1 Nombre y dirección de los auditores de cuentas.	—	—
2.2 Renuncia o revocación de los auditores de cuentas.	—	—
<b>3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA</b>		
3.1 Información financiera histórica seleccionada.	—	—
3.2 Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios.	—	—
<b>4. FACTORES DE RIESGO<sup>(1)</sup></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 20: Gestión de riesgos financieros y del capital</li> <li>• Informe de gestión: Factores de riesgo</li> </ul>	N/A
<b>5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR</b>		
5.1 Historial y Evolución del emisor.		
5.1.1 <i>Nombre legal y comercial.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 1: Información general</li> </ul>	N/A
5.1.2 <i>Lugar y número de registro.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 1: Información general</li> </ul>	N/A
5.1.3 <i>Fecha de constitución y período de actividad.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 1: Información general</li> </ul>	N/A
5.1.4 <i>Domicilio, personalidad jurídica, legislación aplicable, país de constitución, y dirección y número de teléfono de su domicilio social<sup>(1)</sup>.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 1: Información general</li> <li>• Nota 2: Marco regulatorio</li> </ul>	N/A
5.1.5 <i>Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor.</i>	—	N/A

<sup>(1)</sup> A lo largo de la Tabla de Equivalencia:

- El símbolo "(1)" significa que la información exigida en el Anexo I se incluye parcialmente en las Cuentas Anuales consolidadas e informe de gestión consolidado correspondientes a los ejercicios 2010 y/o 2009; dicha información se complementa y/o actualiza con la información incluida en el correspondiente epígrafe de la Sección II B) del presente Documento de Registro.
- El símbolo "—" significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 no se incluye en las Cuentas Anuales consolidadas e informe de gestión consolidado correspondientes a los ejercicios 2010 y/o 2009. Dicha información se recoge en el correspondiente epígrafe de la Sección II.B) del presente Documento de Registro.
- El símbolo "N/A" significa que la información exigida en el Anexo I se recoge actualizada en las Cuentas Anuales Consolidadas y/o en el informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2010 y, por tanto, no resulta aplicable la información recogida en las Cuentas Anuales consolidadas e informe de gestión consolidado correspondientes al ejercicio 2009.



<b>EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2009</b>
5.2 Inversiones		
5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 5: Fondo de comercio</li> <li>• Nota 6: Otro inmovilizado intangible</li> <li>• Nota 7: Inmovilizado material</li> <li>• Nota 8: Inversiones inmobiliarias</li> <li>• Nota 10: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación</li> <li>• Nota 12: Activos financieros corrientes y no corrientes</li> <li>• Nota 30: Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación</li> <li>• Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación</li> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 6: Fondo de comercio</li> <li>• Nota 7: Otro inmovilizado intangible</li> <li>• Nota 8: Inmovilizado material</li> <li>• Nota 9: Inversiones inmobiliarias</li> <li>• Nota 11: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación</li> <li>• Nota 13: Activos financieros corrientes y no corrientes</li> <li>• Nota 30: Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación</li> <li>• Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación</li> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio</li> </ul>
5.2.2 Descripción de las principales inversiones actualmente en curso <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 7: Inmovilizado material</li> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio</li> </ul>	N/A
5.2.3 Principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión hayan adoptado ya compromisos firmes.	—	N/A
<b>6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO</b>		
6.1 Actividades principales		
6.1.1 Descripción de las principales actividades y principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 29: Información por segmentos</li> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 29: Información por segmentos</li> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio</li> </ul>
6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o actividades significativos.	—	—
6.2 Mercados principales <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 29: Información por segmentos</li> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 29: Información por segmentos</li> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio</li> </ul>
6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión: Entorno macroeconómico</li> </ul>	N/A
6.4 Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación.	—	N/A
6.5 Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor.	—	—

<b>EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2009</b>
<b>7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA</b>		
7.1 Descripción del grupo en que se integra el emisor.	—	N/A
7.2 Sociedades dependientes del emisor.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anexo I: Principales sociedades participadas</li> <li>• Anexo II: Activos y operaciones controladas conjuntamente en 2010</li> </ul>	N/A
<b>8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO</b>		
8.1 Información sobre el inmovilizado material tangible, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 7: Inmovilizado material</li> <li>• Nota 34: Pasivos contingentes y compromisos</li> </ul>	N/A
8.2 Aspectos medioambientales que puedan afectar al inmovilizado material tangible.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 35: Información sobre medio ambiente</li> <li>• Informe de gestión: Medio ambiente</li> <li>• Informe de gestión: Energía sostenible y cambio climático</li> </ul>	N/A
<b>9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO</b>		
9.1 Situación financiera.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estados financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Balance de situación</li> <li>– Cuenta de pérdidas y ganancias</li> <li>– Estado de flujos de efectivo</li> <li>– Estado de ingresos y gastos reconocidos</li> </ul> </li> <li>• Notas 1 a 37</li> <li>• Informe de gestión: Información general y económico-financiera.</li> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estados financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Balance de situación</li> <li>– Cuenta de pérdidas y ganancias.</li> <li>– Estado de flujos de efectivo.</li> <li>– Estado de ingresos y gastos reconocidos</li> </ul> </li> <li>• Notas 1 a 38</li> <li>• Informe de gestión: Información económico-financiera.</li> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio</li> </ul>
9.2 Resultados de Explotación.		
9.2.1 Factores significativos, incluidos acontecimientos inusuales o nuevos avances, que afectan de manera importante a los ingresos del emisor <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio.</li> </ul>	N/A
9.2.2 Cambios importantes en las ventas o en los ingresos del emisor.	—	—
9.2.3 Factores gubernamentales, económicos, fiscales, monetarios o políticos, que directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión: Entorno macroeconómico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión: Entorno macroeconómico</li> </ul>

<b>EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2009</b>
<b>10. RECURSOS FINANCIEROS</b>		
10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y largo plazo <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 12: Activos financieros corrientes y no corrientes</li> <li>• Nota 15: Patrimonio neto</li> <li>• Nota 19: Pasivos financieros</li> <li>• Nota 20: Gestión de riesgos financieros y del capital</li> <li>• Nota 21: Operaciones con derivados</li> <li>• Nota 22: Otros pasivos no corrientes</li> <li>• Nota 27: Ingresos y gastos financieros</li> <li>• Nota 28: Flujos de efectivo de las actividades de explotación</li> <li>• Informe de gestión: Situación financiera</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 13: Activos financieros corrientes y no corrientes</li> <li>• Nota 15: Patrimonio neto</li> <li>• Nota 17: Pasivos financieros</li> <li>• Nota 18: Gestión de riesgos financieros y del capital</li> <li>• Nota 19: Operaciones con derivados</li> <li>• Nota 22: Subvenciones y otros pasivos no corrientes</li> <li>• Nota 28: Ingresos y gastos financieros</li> <li>• Informe de gestión: Situación financiera</li> </ul>
10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estado de flujos de efectivo</li> <li>• Nota 26: Ingresos y gastos de explotación</li> <li>• Nota 27: Ingresos y gastos financieros</li> <li>• Nota 28: Flujos de efectivo de las actividades de explotación</li> <li>• Nota 31: Desinversiones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estado de flujos de efectivo</li> <li>• Nota 27: Ingresos y gastos de explotación</li> <li>• Nota 28: Ingresos y gastos financieros</li> <li>• Nota 31: Desinversiones</li> </ul>
10.3 Condiciones de los préstamos y estructura de financiación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 19: Pasivos financieros</li> <li>• Nota 20: Gestión de riesgos financieros y del capital</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 17: Pasivos financieros</li> <li>• Nota 18: Gestión de riesgos financieros y del capital</li> </ul>
10.4 Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.	—	—
10.5 Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1.	—	—
<b>11. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión: Innovación y tecnología</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión: Innovación y tecnología</li> </ul>
<b>12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS</b>		
12.1 Tendencias recientes más significativas <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión: Entorno macroeconómico</li> </ul>	N/A
12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 34: Pasivos contingentes y compromisos</li> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio</li> </ul>	N/A

<b>EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2009</b>
<b>13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS</b>		
13.1 Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones.	—	N/A
13.2 Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor.	—	N/A
13.3 Previsión o estimación de los beneficios.	—	N/A
13.4 Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida.	—	N/A
<b>14. ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS</b>		
14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado B.1.1 a B.1.11</li> </ul>	N/A
14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y altos directivos.	—	N/A
<b>15. REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS</b>		
15.1 Importe de la remuneración pagada y prestaciones en especie concedidas a esas personas por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados por cualquier persona al emisor y sus filiales.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 18: Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal</li> <li>• Nota 33: Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo</li> </ul>	N/A
15.2 Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 18: Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal</li> <li>• Nota 33: Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo</li> </ul>	N/A
<b>16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN</b>		
16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.	—	N/A
16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión: Contenido adicional del informe de gestión, apartado I</li> </ul>	N/A
16.3 Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de su reglamento interno.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado B</li> </ul>	N/A
16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado F</li> </ul>	N/A

<b>EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2009</b>
<b>17. EMPLEADOS</b>		
17.1 Número de empleados y desglose.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 26: Ingresos y Gastos de Explotación</li> <li>• Informe de gestión: Gestión de personas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 34: Plantilla</li> <li>• Informe de gestión: Gestión de personas</li> </ul>
17.2 Acciones y opciones de compra de acciones <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A3</li> </ul>	N/A
17.3 Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor.	—	N/A
<b>18. ACCIONISTAS PRINCIPALES</b>		
18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativos, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 15: Patrimonio neto</li> <li>• Informe de gestión: Contenido Adicional del Informe de gestión, Apartado C</li> <li>• Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A</li> </ul>	N/A
18.2 Explicación de si los accionistas principales del emisor tienen distintos derechos de voto.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión: Contenido adicional del informe de gestión, Apartado D</li> <li>• Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A</li> </ul>	N/A
18.3 El control de Repsol YPF	—	N/A
18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.	—	N/A
<b>19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS<sup>(1)</sup></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 32: Información sobre operaciones con partes vinculadas</li> <li>• Nota 33: Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo</li> <li>• Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado C</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 32: Información sobre operaciones con partes vinculadas</li> <li>• Nota 33: Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo</li> <li>• Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado C</li> </ul>

<b>EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2009</b>
<b>20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.</b>		
20.1 Información financiera histórica auditada.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estados financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Balance de situación</li> <li>– Cuenta de pérdidas y ganancias.</li> <li>– Estado de flujos de efectivo.</li> <li>– Estado de ingresos y gastos reconocidos</li> </ul> </li> <li>• Notas 1 a 37</li> <li>• Informe de gestión: Información general y económico-financiera.</li> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estados financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Balance de situación</li> <li>– Cuenta de pérdidas y ganancias</li> <li>– Estado de flujos de efectivo.</li> <li>– Estado de ingresos y gastos reconocidos</li> </ul> </li> <li>• Notas 1 a 38</li> <li>• Informe de gestión: Información económico-financiera.</li> <li>• Informe de gestión: Áreas de negocio</li> </ul>
20.2 Información financiera pro-forma.	—	—
20.3 Estados financieros.	—	—
20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual.		
20.4.1 <i>Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica.</i>	—	—
20.4.2 <i>Indicación de otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores.</i>	—	—
20.4.3 <i>Cuando los datos financieros del documento de registro no se hayan extraído de los estados financieros auditados del emisor, éste debe declarar la fuente de los datos y declarar que los datos no han sido auditados.</i>	—	—
20.5 Edad de la información financiera más reciente.	—	—
20.6 Información intermedia y demás información financiera.	—	—
20.6.1 <i>Información financiera intermedia.</i>	—	—
20.6.2 <i>Información financiera intermedia adicional.</i>	—	—
20.7 Política de dividendos <sup>(1)</sup> .	• Nota 15: Patrimonio Neto	• Nota 16: Dividendos
20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje <sup>(1)</sup> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 4: Estimaciones y juicios contables</li> <li>• Nota 24: Situación Fiscal—Otra información con trascendencia fiscal</li> <li>• Nota 34: Pasivos contingentes y compromisos</li> </ul>	N/A
20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor.	—	—
<b>21. INFORMACIÓN ADICIONAL</b>		
21.1 Capital social.		

<b>EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2009</b>
21.1.1 <i>Importe del capital emitido<sup>(1)</sup>.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 15: Patrimonio neto</li> <li>• Informe de gestión: Contenido adicional del informe de gestión, Apartado A</li> </ul>	N/A
21.1.2 <i>Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones.</i>	—	N/A
21.1.3 <i>Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales<sup>(1)</sup>.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 15: Patrimonio neto</li> <li>• Informe de gestión: Situación financiera</li> <li>• Informe de gestión: Contenido adicional del informe de gestión, Apartado A</li> </ul>	N/A
21.1.4 <i>Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con garantías, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción.</i>	—	N/A
21.1.5 <i>Información y condiciones de cualquier derecho de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital.</i>	—	N/A
21.1.6 <i>Información sobre cualquier capital de cualquier miembro del grupo que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción y detalles de esas opciones, incluidas las personas a las que se dirigen esas opciones<sup>(1)</sup>.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 31: Desinversiones</li> </ul>	N/A
21.1.7 <i>Evolución del capital social, resaltando la información sobre cualquier cambio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estado de cambios en el patrimonio neto</li> <li>• Nota 15: Patrimonio neto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estado de cambios en el patrimonio neto</li> <li>• Nota 15: Patrimonio neto</li> </ul>
21.2 Estatutos y escritura de constitución		
21.2.1 <i>Descripción de los objetivos y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución.</i>	—	N/A
21.2.2 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativo a los miembros de los órganos administrativo, de gestión y de supervisión.</i>	—	N/A
21.2.3 <i>Descripción de los derechos, preferencias y restricciones relativas a cada clase de las acciones existentes.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota 2: Marco regulatorio-España</li> <li>• Nota 15: Patrimonio Neto</li> <li>• Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.10</li> </ul>	N/A
21.2.4 <i>Descripción de qué se debe hacer para cambiar los derechos de los tenedores de las acciones, indicando si las condiciones son más significativas que las que requiere la ley.</i>	—	N/A
21.2.5 <i>Descripción de las condiciones que rigen la manera de convocar las juntas generales anuales y las juntas generales extraordinarias de accionistas, incluyendo las condiciones de admisión.</i>	—	N/A

<b>EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010</b>	<b>CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2009</b>
21.2.6 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor que tenga por efecto retrasar, aplazar o impedir un cambio en el control del emisor.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión: Contenido adicional del informe de gestión, Apartado D</li> </ul>	N/A
21.2.7 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno, en su caso, que rija el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad del accionista.</i>	—	N/A
21.2.8 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno que rigen los cambios en el capital, si estas condiciones son más rigurosas que las que requiere la ley.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de gestión: Contenido adicional del informe de gestión, Apartado D</li> </ul>	N/A
<b>22. CONTRATOS RELEVANTES</b>	—	—
<b>23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS</b>		
23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos.	—	—
23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos.	—	—
<b>24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA</b>	—	—
<b>25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES</b>	—	N/A



## **B) ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004**

*(Incluye o completa la información de los epígrafes del Anexo I del Reglamento 809/2004 no recogida en las Cuentas Anuales consolidadas ni en el informe de gestión consolidado de Repsol YPF y sus sociedades dependientes, correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009)*

### **1. PERSONAS RESPONSABLES**

#### **1.1 Identificación de las personas responsables**

D. Luis López-Tello Díaz-Aguado, en nombre y representación de Repsol YPF, en su condición de Director Corporativo Económico y Fiscal, y en ejercicio de las facultades generales que le fueron conferidas en virtud de escritura pública de poder otorgada el 14 de abril de 2008, ante el Notario de Madrid, D. Martín María Recarte Casanova, e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, asume la responsabilidad por el contenido del presente Documento de Registro.

#### **1.2 Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro.**

D. Luis López-Tello Díaz-Aguado, como responsable del presente Documento de Registro, declara que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en el mismo es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido.

## **2. AUDITORES DE CUENTAS**

### **2.1 Nombre y dirección de los auditores de cuentas**

Las cuentas anuales individuales de Repsol YPF, S.A. así como las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, han sido auditadas por Deloitte, S.L. (“**Deloitte**”) sin salvedades.

Deloitte está domiciliada en Madrid, Plaza Pablo Ruiz Picasso, número 1, con NIF B-79104469 y n.º S0692 de inscripción en el registro oficial de auditores de cuentas.

### **2.2 Renuncia o revocación de los auditores de cuentas**

Deloitte no ha renunciado ni ha sido apartado de sus funciones como auditor de cuentas durante el periodo cubierto por la información financiera histórica para el que fue nombrado auditor.

La Junta General de Accionistas, celebrada el 15 de abril de 2011, acordó reelegir como auditor de cuentas de Repsol YPF, S.A. y de su grupo consolidado a Deloitte, por un periodo de una anualidad. Asimismo, la citada Junta General acordó encomendar a Deloitte la realización de los demás servicios de auditoría exigidos por la ley que precisare Repsol YPF, S.A. hasta la celebración de la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas.

### 3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

#### 3.1 Información financiera histórica seleccionada

Las cuentas consolidadas correspondientes a los ejercicios 2010, 2009 y 2008 han sido preparadas a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (las “NIIF”), adoptadas por la Unión Europea a 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, respectivamente.

La información financiera consolidada seleccionada del Grupo Repsol YPF correspondiente a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, es la siguiente:

	31/12/10	Var. 10-09	31/12/09	Var. 09-08	31/12/08 <sup>(1)</sup>
<b>BALANCE CONSOLIDADO</b> <i>(Información auditada según las NIIF)</i>	<b>(millones €)</b>	<b>(%)</b>	<b>(millones €)</b>	<b>(%)</b>	<b>(millones €)</b>
<b>ACTIVO</b>					
Activo no corriente.....	45.753	5,64	43.310	23,03	35.204
Activo corriente.....	21.878	48,09	14.773	6,59	13.860
<b>Total Activo .....</b>	<b>67.631</b>	<b>16,44</b>	<b>58.083</b>	<b>18,38</b>	<b>49.064</b>
Patrimonio Neto .....	25.986	21,48	21.391	1,84	21.004
<b>PASIVO</b>					
Pasivo no corriente.....	25.872	4,75	24.699	43,03	17.268
Pasivo corriente.....	15.773	31,52	11.993	11,13	10.792
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivo .....</b>	<b>67.631</b>	<b>16,44</b>	<b>58.083</b>	<b>18,38</b>	<b>49.064</b>

	31/12/10	Var. 10-09	31/12/09	Var. 09-08	31/12/08 <sup>(1)</sup>
<b>CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA</b> <i>(Información auditada según las NIIF)</i>	<b>(millones €)</b>	<b>(%)</b>	<b>(millones €)</b>	<b>(%)</b>	<b>(millones €)</b>
EBITDA <sup>(2)</sup> .....	9.196	36,26	6.749	(16,89)	8.121
Ingresos de explotación.....	60.430	23,25	49.032	(20,55)	61.711
Gastos de explotación.....	52.809	15,33	45.788	(19,23)	56.691
Resultado de explotación.....	7.621	134,93	3.244	(35,38)	5.020
Resultado Financiero.....	(1.008)	115,38	(468)	(13,97)	(544)
Resultado antes de impuestos y participadas.....	6.613	138,22	2.776	(37,98)	4.476
<b>Resultado consolidado del ejercicio .....</b>	<b>4.947</b>	<b>183,66</b>	<b>1.744</b>	<b>(34,95)</b>	<b>2.681</b>
<b>Resultado atribuido a la sociedad dominante .....</b>	<b>4.693</b>	<b>201,03</b>	<b>1.559</b>	<b>(38,98)</b>	<b>2.555</b>
Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante (en euros).....	3,84	197,67	1,29	(38,57)	2,10

<b>PRINCIPALES RATIOS FINANCIEROS (Información no auditada)</b>	<b>31/12/10</b>	<b>31/12/09</b>	<b>31/12/08</b>
Deuda neta/capital empleado <sup>(3)</sup> (%).....	19,5	30,3	12,4
Rentabilidad sobre fondos propios (ROE) <sup>(4)</sup> (%).....	21,3	7,8	13,3
Rentabilidad sobre activos (ROA) <sup>(5)</sup> (%).....	9,0	3,8	6,2
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) <sup>(6)</sup> (%).....	15,5	6,3	11,1
Cotización al cierre del período <sup>(7)</sup> (euros)	20,85	18,73	15,10
PER <sup>(8)</sup> .....	5,4	14,52	7,19

- (1) La información financiera seleccionada a 31 de diciembre de 2008 coincide con la correspondiente al ejercicio 2008 incluida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2009 y difiere de la incorporada en el Documento de Registro inscrito en la CNMV, el 22 de diciembre de 2009, debido al cambio de clasificación contable de Alberto Pascualini Refap, S.A. (véase la Nota 3 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2009, que se recogen en la Sección II.D) del presente Documento de Registro).
- (2) EBITDA: corresponde al Resultado de explotación ajustado por aquellas partidas que no van a suponer entradas o salidas de efectivo de las operaciones (amortización del inmovilizado, dotaciones y reversiones de provisiones, resultado por venta de activos y otros). Asimismo, a través del Estado de Flujos de Efectivo, el EBITDA se puede obtener como suma de los epígrafes "Resultado antes de impuestos y participadas" y "Ajustes al resultado".
- (3) Deuda neta/capital empleado es la deuda neta/(patrimonio neto+acciones preferentes+deuda neta al final del periodo).
- (4) ROE es el resultado atribuido a la sociedad dominante/patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante medio.
- (5) ROA es el (resultado atribuido a la sociedad dominante+resultado atribuido a intereses minoritarios+resultado financiero después de impuestos)/activo medio.
- (6) ROACE es el (resultado atribuido a la sociedad dominante+resultado atribuido a intereses minoritarios+resultado financiero después de impuestos)/(patrimonio neto+acciones preferentes+deuda neta medio del período).
- (7) Corresponde al precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.
- (8) PER es la cotización de la acción al cierre del período/Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante.

A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta, concepto descrito en la Nota 20.2 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010 y en el apartado *Situación financiera* del Informe de Gestión, durante los ejercicios de 2010 y 2009:

<i>(millones de euros)</i>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Deuda neta al inicio del periodo.....	10.928	3.481
EBITDA.....	(9.196)	(6.749)
Variación del fondo de maniobra comercial.....	1.693	590
Inversiones (1).....	5.091	8.964
Desinversiones (2).....	(4.972)	(1.037)
Dividendos pagados (incluyendo los de las sociedades afiliadas).....	806	1.935
Efectos tipo de cambio.....	617	125
Impuestos pagados.....	1.627	1.168
Variación del perímetro de consolidación (3).....	(372)	1.809
Intereses y otros movimientos.....	1.002	642
Deuda neta al cierre del periodo.....	7.224	10.928

- (1) En 2010 y 2009 existen inversiones de carácter financiero por importe de 15 y 39 millones de euros, respectivamente para el Grupo Consolidado, no reflejadas en esta tabla.
- (2) Igualmente, en 2010 y 2009 existen desinversiones de carácter financiero por importe de 88 y 56 millones de euros, respectivamente para el Grupo Consolidado.
- (3) En 2009 corresponde principalmente a la incorporación de la deuda de Unión Fenosa y en 2010 a la desconsolidación de la deuda de Refap.

### **3.2 Información financiera seleccionada relativa a periodos intermedios**

Repsol YPF no ha publicado información financiera seleccionada relativa a periodos intermedios de 2011 y por lo tanto no se incluye en el presente Documento de Registro.

#### **4. FACTORES DE RIESGO**

En la Sección I del presente Documento de Registro se encuentran recogidos los factores de riesgo relativos a las operaciones del Grupo Repsol YPF así como los riesgos financieros. En la Nota 20— “*Gestión de riesgos financieros y del capital*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010 y en el apartado “*Situación financiera*” y “*Factores de riesgo*” del informe de gestión consolidado de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2010, que se recogen en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, se incluye, asimismo, un detalle de los riesgos financieros relativos al Grupo Repsol YPF.

## 5. INFORMACIÓN SOBRE LA SOCIEDAD

### 5.1 Historial y evolución del emisor

#### *5.1.4 Domicilio, personalidad jurídica, legislación aplicable, país de constitución y dirección y número de teléfono de su domicilio social.*

Repsol YPF, S.A. es una sociedad anónima que se constituyó el 12 de noviembre de 1986 y que opera bajo la normativa española. Repsol YPF, S.A. tiene su dirección en Paseo de la Castellana, 278, 28046 Madrid, España y su número de teléfono es: (+34) 91 753 8000. Asimismo, en el domicilio social se encuentra la Oficina de Información al Accionista, cuyo número de teléfono es (+34) 900 100 100.

Repsol YPF, S.A. es una compañía petrolera integrada que opera en todos los aspectos del negocio del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

En la Nota 1 – "*Información general*" de las Cuentas Anuales consolidadas de 2010 se recoge información adicional relativa a este epígrafe.

En lo relativo al Marco Regulatorio que se describe en la Nota 2 de las Cuentas Anuales consolidadas, la información facilitada en dicha nota se complementa con la que se desglosa a continuación.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible incluye cambios encaminados a acelerar el desarrollo de la economía y aborda, entre otros aspectos algunas reformas de los organismos reguladores de acuerdo con principios de eficiencia y transparencia. En particular, la Ley de Economía Sostenible introduce modificaciones en las funciones de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) (función 14ª y 15ª). En concreto, respecto del régimen de autorización de adquisiciones de participaciones realizadas en sociedades que realicen determinadas actividades en el sector energético, sustituye en relación a aquellas adquisiciones superiores a un 10% o que atribuyan una influencia significativa el régimen de autorización anterior por el de comunicación. La autorización sigue siendo requerida, no obstante, para adquisiciones superiores a un 20% o que atribuyan una influencia significativa por parte de sociedades no comunitarias o participadas en más de un 25% por sociedades no comunitarias. En materia de competencia, atribuye a la CNE la facultad de emitir informe determinante, del cual la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) solo podrá disentir de forma expresamente motivada, en el marco de los expedientes de control de concentraciones de empresas que realicen las actividades en el sector de su competencia.

### 5.1.5 Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor

Repsol YPF, S.A. (con la denominación Repsol, S.A.) comenzó a operar en octubre de 1987 tras un proceso de reorganización de los negocios de gas y petróleo que hasta entonces eran propiedad del Instituto Nacional de Hidrocarburos (“**INH**”), una entidad de Derecho público española que operaba como holding de los negocios de gas y petróleo propiedad del Gobierno español.

A continuación se recogen los acontecimientos más importantes en la historia de Repsol YPF:

- En 1986 se constituye la sociedad Repsol, S.A. y en 1987 el INH inicia el proceso de reorganización de sus participaciones accionariales en el sector petrolero español.
- En 1989 las acciones de Repsol, S.A. comienzan a cotizar en las bolsas españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y, a través de *American Depositary Shares*, en la Bolsa de Nueva York (New York Stock Exchange). Se inicia así el proceso de privatización de Repsol YPF.
- Tras las ofertas públicas de venta de acciones de Repsol, S.A. realizadas entre 1996 y 1997 por la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI), se culmina la privatización de Repsol, S.A.
- Durante 1999 y como punto culminante de su expansión internacional, Repsol, S.A. adquiere el 99% de YPF, S.A. (“**YPF**”), la compañía petrolera líder en Argentina y antigua empresa pública del sector. Ese mismo año, las acciones de Repsol, S.A. empiezan a cotizar en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y, en el año 2000, la sociedad cambia su denominación por Repsol YPF, S.A. En el año 2008, Repsol YPF acuerda con Petersen Energía la venta del 14,9% de YPF y el otorgamiento de dos opciones de compra, ejercitables en un plazo de 4 años, por una participación adicional total del 10,1% (Véase epígrafe 22 del presente Documento de Registro).
- Con fecha 22 de febrero de 2011, Repsol YPF solicitó formalmente la exclusión de la cotización de sus *American Depositary Shares*, de la Bolsa de Nueva York (*New York Stock Exchange*). Dicha exclusión devino efectiva al cierre del mercado en Nueva York del día 4 de marzo de 2011, último día de cotización de los citados títulos en la Bolsa de Nueva York.
- Con fecha 7 de marzo de 2011, la Sociedad ha solicitado formalmente la exclusión de sus *American Depositary Shares* y de sus acciones ordinarias del registro en la *U.S. Securities and Exchange Commission (SEC)*, quedando suspendidas sus obligaciones de información con dicho organismo en ese mismo momento. La Compañía estima que el 5 de junio de 2011 terminarán de forma definitiva sus obligaciones de información con la SEC (a los 90 días de la presentación de la solicitud formal).
- Con fecha 28 de marzo de 2011 Repsol YPF concluyó una oferta pública de venta de acciones de YPF, S.A. por un total de 30.145.898 acciones ordinarias de dicha compañía, en la forma de *American Depositary Shares* (“**ADS**”). Tras dicha operación, la participación de Repsol YPF en el capital de YPF se situó en el 68,23%.
- Mediante carta de fecha 3 de mayo de 2011, el Grupo Petersen notificó a Repsol YPF el ejercicio de la segunda opción de compra para la adquisición un 10% del capital social de YPF, S.A. conforme a los acuerdos suscritos el 21 de febrero de 2008 y por un precio total de 1.304 millones de dólares.



## 5.2 Inversiones

### 5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor

La tabla siguiente indica el importe de las inversiones de Repsol YPF, por áreas de negocio, realizadas a 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

INVERSIONES POR ÁREAS DE NEGOCIO	31/12/10 (millones €)	Var (%)	31/12/09 (millones €)	Var (%)	31/12/08 <sup>(1)</sup> (millones €)
<i>Upstream</i> .....	1.126	0,36	1.122	(5,24)	1.184
GNL.....	82	(34,40)	125	(48,35)	242
<i>Downstream</i> .....	1.613	(2,18)	1.649	6,73	1.545
YPF .....	1.548	61,92	956	(36,60)	1.508
Gas Natural SDG <sup>(2)</sup> .....	636	(87,43)	5.060	466,00	894
Corporación, otros y ajustes .....	101	10,99	91	(59,38)	224
<b>TOTAL</b> .....	<b>5.106</b>	<b>(43,29)</b>	<b>9.003</b>	<b>60,85</b>	<b>5.597</b>

(1) Las inversiones a 31 de diciembre de 2008 coinciden con las correspondientes al ejercicio 2008 incluidas en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2009 y difieren de las incorporadas en el Documento de Registro inscrito en la CNMV, el 22 de diciembre de 2009, debido al cambio de clasificación contable de Alberto Pascualini Refap, S.A. (véase la Nota 3 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2009, que se recogen en la Sección II.C) del presente Documento de Registro).

(2) La inversión 2009 principalmente corresponde a la compra de Unión Fenosa por parte de Gas Natural.

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010 (véase Sección II.C): Nota 5—“Fondo de comercio”, Nota 6—“Otro inmovilizado intangible”, Nota 7—“Inmovilizado material”, Nota 8—“Inversiones inmobiliarias”, Nota 10—“Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación”, Nota 12—“Activos financieros corrientes y no corrientes”, Nota 30—“Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación” y Anexo I(b)—“Principales variaciones del perímetro de consolidación”, así como en el apartado “Áreas de negocio” del informe de gestión consolidado de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2010.

Asimismo, se recoge información dentro de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2009 (véase Sección II.D): Nota 6—“Fondo de comercio”, Nota 7—“Otro inmovilizado intangible”, Nota 8—“Inmovilizado material”, Nota 9—“Inversiones inmobiliarias”, Nota 11—“Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación”, Nota 13—“Activos financieros corrientes y no corrientes”, Nota 30—“Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación” y Anexo I—“Principales variaciones del perímetro de consolidación”, así como en el apartado “Áreas de negocio” del informe de gestión consolidado de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2009.

Desde el 31 de diciembre de 2010, fecha de los últimos estados financieros publicados por Repsol YPF, S.A., hasta la fecha del presente Documento de Registro, no ha habido cambios significativos en la evolución de las principales inversiones del Grupo Repsol YPF.

### 5.2.2 Descripción de las principales inversiones actualmente en curso

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 7—“*Inmovilizado material*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010 (véase Sección II.C)), así como en el apartado “*Áreas de negocio*” del informe de gestión consolidado de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2010, y se complementa y actualiza con la información que se incluye a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, las principales inversiones en curso de Repsol son las siguientes:

**Campo Shenzi:** Repsol YPF participa en este campo con un 28%, junto con las compañías BHP Billiton (Operador) que tiene un 44% y Hess que tiene el 28% restante. Este campo, situado en las aguas profundas del Golfo de México estadounidense inició su producción de petróleo y gas a través de la plataforma de Shenzi en marzo de 2009 (unos meses antes de lo previsto). Tras el levantamiento en octubre de 2010 de la moratoria de perforación en aguas profundas del Golfo de México por parte del Departamento de Interior de Estados Unidos impuesta a finales de abril de 2010, está previsto continuar con la perforación de los demás pozos incluidos en el plan de desarrollo del campo. En noviembre de 2010 se reanudaron las operaciones de perforación para la inyección de agua en el yacimiento con el objetivo de incrementar su producción. Actualmente se está completando la revisión de todos los procedimientos operativos y de los sistemas de gestión para estar en disposición de cumplir de manera estricta con las nuevas exigencias regulatorias para la perforación de sondeos adicionales de exploración y desarrollo. En abril de 2011, se encontraban en producción 12 pozos (10 a través de la plataforma Shenzi y 2 a través de la plataforma vecina Marco Polo). En marzo de 2011, se obtuvo el permiso para continuar la perforación del sondeo de desarrollo B201. El sondeo alcanzó la profundidad final objetivo en abril y se estima iniciar su producción en el mes de julio.

En el año 2010 a través de la plataforma Shenzi se obtuvieron niveles de producción superiores a los 105.000 barriles de petróleo/día. El plan de inversiones tiene como objetivo mantener un plateau anual de producción en el entorno de 100.000 a 120.000 barriles equivalentes de petróleo diarios durante los próximos cinco años, incluyendo el proyecto de recuperación secundaria vía inyección de agua que estará operativo a mediados de 2012. El Flanco Norte de Shenzi se encuentra en una fase más inicial de desarrollo. El resultado positivo de los trabajos de perforación en 2009 amplió el potencial esperado de esta área. El primer sondeo de delineación de estas formaciones está previsto inicialmente para el año 2011.

**Bloque BM-S-9 (Brasil):** En septiembre de 2007, Repsol YPF realizó un importante descubrimiento exploratorio en las aguas profundas de la Cuenca de Santos (Brasil), con el sondeo “Carioca”. Este descubrimiento se encuentra en el bloque BM-S-9 en el que Repsol Sinopec Brasil, sociedad en la que Repsol YPF participa en un 60% tras el acuerdo alcanzado en 2010 con la compañía Sinopec para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil, actualmente tiene una participación del 25%. Los demás socios que completan el consorcio son Petrobras (45%, y operador) y British Gas (BG Group, con un 30%). Entre los años 2008 y 2009, Repsol YPF realizó otros tres descubrimientos adicionales en el bloque BM-S-9 con los sondeos Guarά, Iguazú y Abaré Oeste. Durante 2010 en el área de Guarά se terminó el pozo de evaluación Guarά Norte con resultado positivo, confirmando el elevado potencial de reservas de este campo. Durante 2010 se realizaron los trabajos previos para la realización de una prueba extensa de producción (*EWT*) que durará 5 meses y que se inició en diciembre de 2010. También se concretaron acuerdos para la contratación de una plataforma de perforación (*rig*) adicional a la existente y para la construcción de una futura segunda

unidad de producción (*FPSO*). Todos estos trabajos están orientados a comenzar el desarrollo de esta área, que incluye la perforación de pozos productores y de inyección con el objetivo de iniciar su producción en 2013.

En el área de Carioca Repsol anunció en enero de 2011 el resultado positivo del sondeo de evaluación de la zona nordeste de la estructura (Carioca NE). El objetivo era obtener datos definitivos para terminar de definir el plan de desarrollo del campo y su futura puesta en producción. Con este objetivo también está previsto la realización de pruebas extensas de producción (*EWT*) en 2011 y la perforación de un sondeo adicional.

En el bloque BM-S-9 existe un potencial exploratorio remanente que se evaluará en los dos próximos años con la perforación de nuevos sondeos exploratorios.

**Proyecto Margarita-Huacaya (Bolivia):** En 2010 los socios del importante proyecto de gas Margarita-Huacaya, uno de los proyectos clave de la compañía, tomaron la decisión de iniciar los trabajos para el desarrollo de su primera fase. Este proyecto estratégico se encuentra al norte del estado de Tarija y está operado por un consorcio integrado por Repsol (operador, con una participación del 37,5%), BG (37,5%) y PAE (25%). El objetivo del plan de desarrollo conjunto de los campos Margarita y Huacaya (este último descubierto en el año 2008 y que fue uno de los mayores descubrimientos en todo el mundo realizados ese año) consiste en incrementar la producción actual del campo de 2,3 millones de metros cúbicos al día (en adelante,  $Mm^3/d$ ) a un plateau intermedio como primera fase de 8,3  $Mm^3/d$  en 2012, con la posibilidad de elevar la producción en una segunda fase a 14  $Mm^3/d$  en 2013. En julio de 2010 y dentro del plan de desarrollo, se firmó el contrato para la construcción de la nueva planta de procesamiento de gas en el Campo Margarita para aumentar la capacidad actual de producción a 8,3  $Mm^3/d$ . Se estima que en un plazo de aproximadamente 20 meses desde la firma finalicen los trabajos de construcción de la planta.

**Proyecto Reggane (Argelia):** Respecto al importante proyecto de gas de Reggane, en 2010 se trabajó junto con las autoridades argelinas en los pasos finales para el lanzamiento del plan de desarrollo del bloque, cuyos trabajos se espera comenzar en 2011. El plan de desarrollo incluye la perforación y finalización de 74 pozos, la profundización de 10 pozos adicionales y la realización de trabajos para completar (workovers) otros 12 pozos ya existentes. El comienzo de la producción de gas está previsto para finales del año 2014 o durante 2015. Repsol es el operador del proyecto, con una participación del 29,25%, mientras que RWE posee el 19,5%; Edison, el 11,25%; y la compañía nacional argelina Sonatrach, el 40%.

**Proyecto Kinteroni en Perú:** En enero de 2008, Repsol YPF anunció un importante descubrimiento de gas en el bloque 57 en la cuenca Ucayali-Madre de Dios de Perú, en el que es la compañía operadora con el 53,84% (el otro socio en el consorcio es Petrobras con el 46,16%). El yacimiento está próximo al campo en producción de gas y condensado de Camisea en el que Repsol YPF también participa. El plan de desarrollo temprano de la zona sur de Kinteroni comenzó en el año 2010 e incluye la perforación de 2 nuevos pozos así como el reacondicionamiento del pozo descubridor de 2008. Una vez obtenida en 2010 la aprobación del correspondiente Estudio de Impacto Ambiental, en agosto de 2010 se inició la perforación del primer pozo de desarrollo que finalizó en el cuarto trimestre de 2010. La perforación del segundo pozo de desarrollo y el reacondicionamiento del pozo descubridor se realizará durante 2011. El objetivo del plan de desarrollo es comenzar a producir en el año 2012.

**Proyecto Cardón IV en Venezuela:** El 4 de septiembre de 2009 Repsol YPF anunció un importante hallazgo de gas en el bloque Cardon IV con el sondeo Perla-1x. El yacimiento se localiza en las costas del Golfo de Venezuela, al oeste del país, a una profundidad de agua de 60 metros y podría extenderse en una superficie de 33  $km^2$  y un espesor neto de hidrocarburos ("*net pay*") de 240 metros. En abril de

2010 se finalizó con resultado positivo el sondeo de evaluación Perla-2x con un “net pay” de 260 metros. Los excelentes resultados de Perla-2x confirman al alza las grandes expectativas de recursos recuperables de gas en el bloque Cardón IV. Éstos tras el descubrimiento con el sondeo Perla-1x en 2009 se estimaron inicialmente en 8 TCF de gas. Tras la perforación del sondeo Perla-2x el Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela (MPPEP) aprobó la nueva estimación de recursos que se eleva a 9 TCF, lo que reafirma la gran magnitud del descubrimiento del megacampo Perla. Como continuación del plan de evaluación del bloque se perforaron también los sondeos Perla-3x y Perla-4x con buenos resultados. En 2011 se terminará el sondeo Perla-5x. Los trabajos de perforación actuales y previstos para los próximos años están orientados a la completa definición del Plan de Desarrollo para la puesta en producción del campo prevista inicialmente para el año 2014.

Repsol opera el bloque Cardón IV al 50% con la compañía italiana ENI durante la fase exploratoria. En la futura fase de desarrollo en la que se está trabajando actualmente para su definición, PDVSA, la compañía petrolera nacional de Venezuela, tomaría un 35% en el proyecto, junto con Repsol (32,5%) y Eni (32,5%).

**Proyecto Carabobo en Venezuela:** En febrero de 2010 un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, con una participación del 11%, obtuvo del gobierno venezolano la adjudicación del proyecto Carabobo-1. Este importante proyecto consiste en el desarrollo conjuntamente con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco. Esta área es una de las que cuentan con las mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar del mundo. El área de Carabobo está situada en la zona este de la faja venezolana, que según el US Geological Survey, podría tener un volumen recuperable de hasta 513.000 millones de barriles de crudo pesado.

Los trabajos a realizar en Carabobo-1 tienen como objetivo alcanzar un nivel de producción de 400.000 barriles de petróleo diarios durante un período de 40 años e incluye la construcción de un mejorador de crudo pesado con capacidad para procesar 200.000 barriles de petróleo/día. Parte del crudo pesado de este proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de la compañía por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en sus refinerías.

En mayo de 2010 se firmó en Caracas la constitución de la empresa mixta PetroCarabobo S.A., encargada del desarrollo de las reservas de crudo pesado del Proyecto Carabobo.

**Campo “I/R” en Libia:** El campo I/R, descubrimiento realizado en 2006 y situado en los bloques NC186 y NC115, ambos participados por Repsol YPF, entró en producción en junio de 2008 con “Instalaciones de Producción Temprana” (Early Production Facilities) y una línea de exportación temporal. Dentro de los trabajos definidos para el completo desarrollo del campo “I/R” en 2010 se concluyeron trabajos importantes para el mismo. Así, se pusieron en operación las cuatro estaciones recolectoras (manifolds), además de la línea definitiva de exportación de crudo hacia las instalaciones centrales del bloque NC115. Las instalaciones para la inyección de agua en el campo se terminaron en 2010 y en octubre se comenzó la inyección. La producción en todos los campos productivos participados por Repsol en Libia (Bloques NC-115 y NC-186) cesó completamente a principios de marzo de 2011 debido al conflicto que actualmente existe en el país.

**Proyecto Piracucá en Brasil:** En 2009 se realizó el descubrimiento exploratorio en el bloque BM-S-7 (Piracucá) ubicado en la Cuenca marina de Santos. En mayo de 2010 se concluyó con resultado positivo el sondeo exploratorio Piracucá-2. Tras los positivos resultados exploratorios y de evaluación de 2009, confirmados en 2010 con el sondeo Piracucá-2, se decidió iniciar los trabajos de desarrollo del bloque con el objetivo de su puesta en producción en el año 2015. Petrobras es la compañía operadora del bloque con el 63% junto con Repsol Sinopec Brasil, que participa en un 37%.

**Proyecto Buckskin en el Golfo de México en EEUU:** A principios de 2009, Repsol YPF anunció un gran descubrimiento de crudo ligero con el pozo exploratorio Buckskin, en aguas profundas de Estados Unidos. El descubrimiento de Buckskin se realizó en 2009 a una profundidad total de unos 10.000 metros, lo que le convirtió en el pozo más profundo operado por Repsol y uno de los más hondos perforados en la zona. El sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin que estaba previsto perforar en 2010, se retrasó debido a la moratoria de perforación impuesta en Estados Unidos en 2010 que se levantó en octubre. Actualmente se prevé inicialmente que se podría realizar durante la segunda mitad de 2011 una vez recibida la autorización de las instituciones competentes del país. Este sondeo de evaluación permitirá definir el plan de desarrollo futuro del campo. Repsol es la compañía operadora del proyecto en su fase exploratoria.

**Exploración en Alaska:** El 7 de marzo de 2011 Repsol YPF anunció el cierre, a través de su filial Repsol E&P USA Inc., de un acuerdo con las compañías “70 & 148, LLC” y GMT Exploration, LLC para la exploración conjunta de los bloques que éstas dos últimas compañías tienen en el prolífico “North Slope” de Alaska. La participación de Repsol YPF en estos bloques será del 70%. Se trata de un conjunto de bloques ubicados en las cercanías de grandes campos en producción, que ocupan cerca de 2.000 km<sup>2</sup> en los cuales Repsol YPF se compromete a realizar en un principio las inversiones necesarias para explorar y comprobar la viabilidad económica de los recursos que estos bloques contengan. Los planes de Repsol consisten en iniciar las operaciones de exploración lo más pronto posible comenzando la perforación el próximo invierno.

**Proyecto de ampliación y aumento de conversión de la refinería de Cartagena (España):** En diciembre de 2007, Repsol YPF aprobó el proyecto de ampliación y aumento de conversión de la refinería de Cartagena cuya puesta en marcha está prevista para finales del 2011.

El proyecto contempla, entre otras unidades, un nuevo *hydrocracker* con una capacidad de 2,5 millones de toneladas/año, un nuevo *cocker* de 3 millones de toneladas año, así como las unidades de destilación de crudo y de vacío, y las plantas de desulfuración (2,8 millones de toneladas/año) y de hidrógeno.

La puesta en marcha de las nuevas unidades permitirá a la refinería de Cartagena maximizar la producción de combustibles limpios para el transporte. Más del 50% de la producción del complejo serán destilados medios, fundamentalmente gasóleos, lo que contribuirá a reducir de manera significativa el creciente déficit de estos productos en España.

***Incremento de conversión en la refinería de Bilbao (España):*** En junio/julio de 2007, Repsol YPF y Petronor aprobaron el incremento de conversión en la refinería de Bilbao, cuya puesta en marcha está prevista para finales del 2011.

Este proyecto contempla la construcción de un nuevo *coker* que, con una capacidad prevista de 2 millones de toneladas/año, pretende aumentar el índice de conversión de la refinería de un 32% a un 63%. En julio de 2009, el Banco Europeo de Inversiones concedió un préstamo de 400 millones de euros para ayudar a su financiación.

***Ampliación del complejo petroquímico de Sines en Portugal:*** En junio de 2008 Repsol YPF aprobó la inversión de ampliación del complejo petroquímico de Sines en Portugal, aunque se ha decidido retrasar el proyecto a la espera de un contexto más favorable. La inversión contempla la construcción de nuevas plantas de polietileno lineal y polipropileno triplicando la capacidad actual de poliolefinas del complejo petroquímico además de incrementar la capacidad del *cracker* en un 40%, hasta alcanzar las 570.000 toneladas de etileno al año.

***Planta de reformado catalítico continuo (CCR) en Argentina:*** En 2010, se inició el proceso de construcción de una planta de reformado catalítico continuo (CCR) para el desarrollo del negocio químico en Argentina, planta que se estima que estará operativa en 3 años y supondrá una inversión estimada aproximada de 250 millones de euros. La planta utilizará la última tecnología disponible para realizar procesos químicos de reformado de naftas a base de catalizadores, que implicará mejoras en términos de productividad, seguridad industrial y cuidado del medio ambiente. El régimen de producción permitirá elaborar unas 200.000 toneladas adicionales anuales de compuestos aromáticos que pueden ser utilizados como mejoradores octánicos de las naftas destinadas al consumo automotor. Asimismo, producirá aproximadamente 15.000 toneladas de hidrógeno que permitirán realizar los procesos de hidrogenado de combustibles para aumentar su calidad y disminuir el contenido de azufre, reduciendo aún más el impacto ambiental de los motores de combustión interna.

***Nueva Sede Social:*** La construcción de la nueva sede de Repsol YPF comenzó en noviembre de 2008 y durante 2010 los trabajos avanzaron a buen ritmo. El proyecto ha sido encargado al estudio del arquitecto español Rafael de La-Hoz.

A partir de septiembre de 2009, empezó la segunda fase con la incorporación de Sacyr SAU, el contratista general. Se ha finalizado la estructura bajo rasante y alcanzado un grado de ejecución del 70% en los trabajos de instalaciones subterráneas. Por otro lado, se ha ejecutado el 80% de la estructura sobre rasante.

La futura sede del Grupo Repsol YPF contará con una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. También dispondrá de dos plantas subterráneas de instalaciones y un aparcamiento con capacidad para unos 1.800 vehículos. El proyecto incluye más de 5.000 m<sup>2</sup> donde se ofrecerán servicios a los empleados. Los edificios conformarán un anillo que permitirá disfrutar de un gran jardín arbolado de casi 10.000 m<sup>2</sup>. Además, en el perímetro del campus empresarial se creará una nueva zona verde. Desde la fase de diseño del proyecto, Repsol YPF ha apostado por la sostenibilidad. Se prevé que la construcción e implementación de la mayor parte del proyecto de habitación interior se concluya en el año 2011 y el resto en los primeros meses de 2012.

### **5.2.3 Principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión hayan adoptado ya compromisos firmes.**

Las principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión de Repsol YPF han adoptado compromisos firmes, que se describen a continuación, ascienden a un importe total de 6.470 millones de euros, de los cuales 3.660 millones de euros se invertirán hasta 2015 y los restantes 2.810 millones de euros, a partir de 2015. No obstante, los importes citados no corresponden, en general, con el total de la inversión futura prevista en cada uno de los proyectos, sino únicamente a los importes sobre los que los órganos de gestión de Repsol YPF han adquirido compromisos firmes a la fecha.

En el área de *Upstream* los compromisos de inversión ascienden a 2.006 millones de euros aproximadamente. Entre los proyectos incluidos en esta cifra destaca la intensa actividad de desarrollo en Bolivia fundamentalmente por el Proyecto Margarita-Huacaya y, en menor medida, por el Plan de Desarrollo del Campo Sábalo.

En Brasil los compromisos incluyen la contratación de instalaciones flotantes de producción (FPSO) para el inicio de la explotación del bloque BM-S-9. Además se continúa con la importante actividad exploratoria en el país con 10 sondeos y 2 pruebas extendidas de producción. También se incluyen la perforación de dos pozos para el desarrollo del campo Piracucá.

En Venezuela se incluyen los compromisos para el desarrollo del Proyecto de crudo pesado Carabobo, que incluye la construcción de un mejorador de crudo pesado. En Estados Unidos y Venezuela se incluyen los pozos de delineación de los descubrimientos Buckskin y Perla (bloque Cardón IV) respectivamente. Asimismo, y dentro de la actividad exploratoria se realizarán pozos en los siguientes países: Argelia, Arabia Saudita, Bolivia, Colombia, Cuba, España, Indonesia, Kazajstán, Marruecos, Noruega, Perú y Rusia.

Asimismo, en el área de *Downstream* las inversiones comprometidas a la fecha ascienden a 980 y corresponden principalmente a los proyectos de ampliación y aumento de conversión de las refinerías de Cartagena y Bilbao, cuya puesta en marcha está prevista para finales de 2011 (véase epígrafe 5.2.2 “*Descripción de las principales inversiones actualmente en curso*” para una mayor descripción de estas inversiones).

Los compromisos de inversión de YPF, que ascienden a 3.194 millones de euros, corresponden fundamentalmente a los compromisos vinculados a la actividad de Exploración y Producción en Argentina como consecuencia de la firma de los acuerdos de extensión de parte de las concesiones de explotación de Repsol YPF en el país.

Adicionalmente, en el mes de abril de 2011, YPF suscribió con la provincia de Mendoza un Acta de Acuerdo con el fin de extender el plazo original de determinadas concesiones de explotación y de las concesiones de transporte que se encuentran en el territorio de la Provincia a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento por un período adicional de 10 años. El inicio de la vigencia de dicha Acta de Acuerdo está sujeta a la aprobación por el Poder Ejecutivo a través de la emisión de un decreto. YPF mediante la suscripción del Acta Acuerdo asumiría, entre otros, los compromisos de (i) realizar en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo un pago inicial por importe total de 135 millones de dólares (101 millones de euros); (ii) pagar a la Provincia un “Canon Extraordinario de Producción”

equivalente al 3% de la producción de las áreas incluidas en el Acta de Acuerdo; y (iii) realizar tareas de exploración y ciertas inversiones y pagos por un importe total de 4.113 millones de dólares (3.078 millones de euros) hasta el vencimiento del período extendido de las concesiones, según lo previsto en el Acta de Acuerdo.

Por parte de *Gas Natural*, se han adquirido compromisos firmes para inversiones futuras por importe de 128 millones de euros aproximadamente, teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF, S.A. en Gas Natural. Estas inversiones corresponden, principalmente, a los proyectos de construcción de una planta de ciclo combinado en el Puerto de Barcelona y de una línea de red Trieste en Italia, así como a las inversiones previstas en exploración.

Por último, en la *Corporación*, ascienden a 162 millones de euros y corresponden principalmente a la inversión comprometida en la nueva sede social del Grupo, de los cuales 81 millones de euros corresponden a la mejor estimación de determinados costes futuros a incurrir, que a la fecha no han sido aún adjudicados (véase epígrafe 5.2.2 “*Descripción de las principales inversiones actualmente en curso*” para una mayor descripción de estas inversiones).



## 6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

### 6.1 Actividades principales

#### *6.1.1 Descripción de las principales actividades y principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados.*

La información relativa a este epígrafe se recoge en la nota 29— “*Información por segmentos*” de las Cuentas Anuales consolidadas de los ejercicios 2010 y 2009 y en el apartado “*Áreas de negocio*” del informe de gestión consolidado de los ejercicios 2010 y 2009 incluidos en la Sección II.C) y II.D) del presente Documento de Registro, y se complementa con la información suplementaria sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos que se incluye en la Sección II.E) del presente Documento de Registro, el factor de riesgo “*Regulación de las actividades de Repsol YPF*” y con la información relevante relativa a la duración y términos de las licencias o concesiones que se facilita a continuación. Repsol YPF ha tenido en cuenta en la elaboración del presente Documento de Registro las recomendaciones del ESMA en relación con las operaciones de compañías extractivas.

Las actividades de exploración, especialmente, así como las de desarrollo/producción, conllevan la evaluación del potencial del dominio minero antes de la expiración de las licencias, con diferente nivel de incertidumbre (mucho mayor en la fase de exploración). En determinados casos, Repsol YPF podría decidir renunciar a un área concreta con antelación a su fecha de vencimiento en el caso de que el proceso de evaluación de la misma se hubiera completado determinando que no existen bases comerciales para la extensión. En los casos en los que resulta preciso un período adicional para completar la evaluación exploratoria del área, Repsol YPF generalmente tiene éxito en la extensión de dichos períodos. El objetivo en la fase de desarrollo/producción, que habitualmente abarca 20-30 años, es haber agotado el potencial productivo de las áreas al final de la concesión. En caso contrario podría solicitarse una extensión del fin de la concesión, todo ello teniendo en cuenta asimismo las normas que regulan la materia.

Del total del dominio minero neto no desarrollado del segmento Upstream de Repsol a 31 de diciembre de 2010, durante el año 2011 expiran 12.227 Km<sup>2</sup> (8,7%), principalmente Omán (20,3%), Perú (18,3%), España (14,7%), Sierra leona (11,2%), Guyana (10,3%), Marruecos (6,9%), Venezuela (5,5%), Brasil (5,3%) y Kakajstán (4,5%). En cualquier caso estas licencias pueden extenderse dependiendo de los resultados de la actividad exploratoria que se llevará a cabo en 2011.

En lo que respecta a YPF, a 31 de diciembre de 2010 aproximadamente el 0,2% de dominio minero neto exploratorio no desarrollado correspondía a licencias que expiran durante el ejercicio 2011 y que no están sujetas a renovación dado que se encuentran en su último año del periodo de extensión. Adicionalmente, como resultado del vencimiento en 2011 de primer, segundo o tercer periodo de exploración de algunas de las licencias en Argentina, YPF se verá obligado a renunciar a parte del dominio minero relacionado con dichas licencias de acuerdo con la legislación vigente, siempre que no se haya realizado ningún descubrimiento en estas áreas. En el caso de que no se hubiera hecho ningún descubrimiento en 2011, YPF tendría que renunciar a aproximadamente 5.800 Km<sup>2</sup> de dominio minero no desarrollado (11,8%), pudiendo decidir en cada caso que partes de cada licencia mantener, respetando los porcentajes de renuncia establecidos por la legislación. En el caso de que si se hicieran descubrimientos, YPF intentaría obtener la declaración de viabilidad comercial por parte de las autoridades competentes y las áreas correspondientes se convertirían en licencias de explotación.

### **6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o actividades significativos**

El plan estratégico de Repsol YPF se centra en la optimización de los negocios estratégicos y el crecimiento orgánico rentable de los negocios y productos actuales del Grupo Repsol YPF. No obstante, la actividad de innovación y desarrollo de productos y mejora de procesos en las que el Grupo está comprometido está descrita en la sección “*Innovación y Tecnología*” del informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2010 incluido en la Sección II.C) del presente Documento de Registro. Adicionalmente, en la sección “*Áreas de Negocio*” del informe de gestión consolidado correspondiente del ejercicio 2010, se describe la evolución de las actividades más significativas desarrolladas por Repsol YPF y el potencial impacto en el portafolio de negocios del Grupo (nuevos procesos, principales descubrimientos, nuevos *plays* a desarrollar, calidad de productos, etc.).

## **6.2 Mercados principales**

El Grupo Repsol YPF opera en más de 40 países, de los que España y Argentina son los más significativos. La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 29—“*Información por segmentos*” de las Cuentas Anuales consolidadas de los ejercicios 2010 y 2009 y en la sección “*Áreas de negocio*” del informe de gestión consolidado de los ejercicios 2010 y 2009, incluidos en la Sección II.C) y II.D) del presente Documento de Registro.

### **6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho.**

La actividad del Grupo Repsol YPF no se ha visto afectada por factores excepcionales. No obstante, Repsol YPF está influida por los factores descritos en la Sección I “*Factores de Riesgo*” del presente Documento de Registro y por el “*Entorno macroeconómico*” al que hace referencia el informe de gestión correspondiente al ejercicio 2010 (ver Sección II.C) del presente Documento de Registro).

### **6.4 Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación.**

Salvo por las indicaciones que se recogen en la Sección I “*Factores del Riesgo*” relativas a la dependencia del Grupo Repsol YPF a los contratos o permisos obtenidos en los diferentes países en los que opera, según el conocimiento de Repsol YPF, S.A., el curso ordinario de las actividades empresariales del Grupo Repsol YPF no depende, ni está influenciado, significativamente por patentes ni licencias, contratos industriales ni nuevos procesos de fabricación, así como tampoco por contratos mercantiles o financieros.

### **6.5 Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor**

El presente Documento de Registro no incluye ninguna declaración relativa a la posición competitiva del Grupo Repsol YPF.

## 7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

### 7.1 Descripción del grupo en que se integra el emisor

A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol YPF, S.A. es la sociedad matriz del Grupo Repsol YPF. El detalle de las sociedades del Grupo Repsol YPF se recoge en el epígrafe 7.2 del presente Documento de Registro. A continuación se incluye una relación de las principales sociedades del Grupo Repsol YPF:

Nombre	País	Actividad	% de participación de control 31/12/10 <sup>(1)</sup>
Repsol YPF, S.A. ....	España	Sociedad de cartera	
YPF,S.A. <sup>(2)</sup> .....	Argentina	Exploración y producción de hidrocarburos	79,81
Repsol Exploración, S.A. ....	España	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00
Repsol Petróleo, S.A. ....	España	Refino	99,97
Repsol Comercial Productos Petrolíferos, S.A. ....	España	Comercialización de productos petrolíferos	99,78
Repsol Butano, S.A. ....	España	Comercialización de GLP	100,00
Repsol Química, S.A. ....	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	100,00
Gas Natural SDG, S.A.....	España	Distribución de gas y generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad	30,13
Repsol International Finance B.V. ....	Holanda	Financiera y tenencia de participaciones	100,00
Petróleos del Norte, S.A (PETRONOR) .	España	Refino	85,98
Repsol YPF Bolivia, S.A.....	Bolivia	Sociedad de cartera	100,00
Repsol YPF Trading y Transportes, S.A. (RYTTSA) .....	España	Trading de productos petrolíferos	100,00
Repsol Lusitania, S.L. ....	España	Sociedad de cartera	100,00
Repsol YPF Chile, S.A.....	Chile	Admón. de inversiones de YPF en Chile	100,00
Repsol LNG, S.L.....	España	Comercialización de gas	100,00
Repsol Sinopec Brasil, S.A. <sup>(3)</sup> .....	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	60,01
Repsol YPF Perú BV.....	Holanda	Sociedad de cartera	100,00

(1) No existe diferencia entre el porcentaje de participación en el capital y los derechos de voto en la correspondiente sociedad.

(2) A la fecha del presente documento el porcentaje de participación ascendía al 68,23% (ver el epígrafe 10.2 del presente Documento de Registro).

(3) Hasta febrero de 2011 esta sociedad se denominaba Repsol Brasil, S.A.

Durante el primer trimestre de 2011 Repsol YPF ha realizado varias ventas de su participación en YPF entre las que destaca la colocación, finalizada el 28 de marzo de 2011 a través de una Oferta Pública de Venta (OPV) de 30,15 millones de acciones, en la forma de American Depositary Shares (ADS) (véase la sección 10.2 del presente Documento de Registro). Adicionalmente, mediante carta de fecha 3 de mayo de 2011, el Grupo Petersen notificó a Repsol YPF el ejercicio de la segunda opción de compra para la adquisición un 10% del capital social de YPF, S.A. (véase sección 22 del presente Documento de Registro).

Asimismo, a petición de Repsol YPF S.A., el Directorio de YPF ha aprobado la realización de todos los trámites necesarios para que el Grupo Repsol YPF pueda proceder a la venta en los mercados de

capitales en Argentina de hasta 11.799.384 acciones ordinarias clase “D” representativas del 3% del capital social y votos de YPF S.A., actualmente existentes.

## **8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO**

### **8.1 Información sobre el inmovilizado material, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos.**

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010 (véase Sección II.C): Nota 7—“*Inmovilizado material*” y Nota 34—“*Pasivos contingentes y compromisos*”. A 31 de diciembre de 2010, no existían gravámenes sobre el inmovilizado material del Grupo que tuvieran un efecto significativo sobre los estados financieros consolidados del Grupo.

## **9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO**

### **9.2 Resultados de Explotación**

#### ***9.2.1 Factores significativos, incluidos acontecimientos inusuales o nuevos avances, que afectan de manera importante a los ingresos del emisor.***

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado “Áreas de negocio” del informe de gestión consolidado del ejercicio 2010 y se complementa con los factores contenidos en la Sección I (“Factores del Riesgo”) y en el epígrafe 4 del presente Documento de Registro.

#### ***9.2.2 Cambios importantes en las ventas o en los ingresos del emisor***

Véase epígrafes 6.1 y 20.1 del presente Documento de Registro.

#### ***9.2.3 Factores gubernamentales, económicos, fiscales, monetarios o políticos, que directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.***

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado “Entorno macroeconómico” del informe de gestión correspondiente al ejercicio 2010 y se complementa con los factores contenidos en la Sección I “Factores del Riesgo” y en el epígrafe 4 del presente Documento de Registro.

En el mes de abril de 2011 se ha publicado un decreto ley que modifica la Contribución Especial por precios extraordinarios del petróleo que se encontraba vigente en Venezuela. Las principales modificaciones son: (i) elevación de los tipos de gravamen para las actuales explotaciones y (ii) establecimiento de exenciones para nuevos desarrollos y proyectos para aumentar la producción. Será necesario contar con la reglamentación de la mencionada ley para poder determinar el impacto final para el grupo.

## 10. RECURSOS FINANCIEROS

### 10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010 (véase Sección II.C): Nota 12—“*Activos financieros corrientes y no corrientes*”, Nota 15—“*Patrimonio neto*”, Nota 19—“*Pasivos financieros*”, Nota 20—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*”, Nota 21—“*Operaciones con derivados*”, Nota 22—“*Otros pasivos no corrientes*”, Nota 27—“*Ingresos y gastos financieros*” y Nota 28—“*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*”, así como en el apartado “*Situación Financiera*” del informe de gestión correspondiente al ejercicio 2010.

Asimismo, la información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2009 (véase Sección II.D): Nota 13—“*Activos financieros corrientes y no corrientes*”, Nota 15—“*Patrimonio neto*”, Nota 17—“*Pasivos financieros*”, Nota 18—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*”, Nota 19—“*Operaciones con derivados*”, Nota 22—“*Subvenciones y otros pasivos no corrientes*” y Nota 28—“*Ingresos y gastos financieros*”, así como en el apartado “*Situación Financiera*” del informe de gestión correspondiente al ejercicio 2009.

La composición del fondo de maniobra a 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 es la siguiente:

FONDO DE MANIOBRA	31/12/10	Var	31/12/09	Var	31/12/08
	(millones €)	(%)	(millones €)	(%)	(millones €)
Existencias .....	5.837	37,89	4.233	16,26	3.641
Deudas comerciales y otras cuentas a cobrar .....	8.569	26,52	6.773	2,06	6.636
Clientes por ventas y prestaciones de servicios .	5.795	24,78	4.644	9,84	4.228
Otros deudores.....	2.405	25,98	1.909	(11,78)	2.164
Activos por impuesto corriente.....	369	67,73	220	(9,84)	244
Acreeedores y otras cuentas a pagar .....	10.854	35,22	8.027	(5,43)	8.488
Proveedores.....	4.539	30,02	3.491	9,99	3.174
Otros acreedores.....	5.550	34,48	4.127	(17,85)	5.024
Pasivos por impuesto corriente.....	765	87,04	409	41,03	290
Provisiones corrientes.....	404	43,26	282	(35,76)	439
<b>Total Fondo de Maniobra operativo .....</b>	<b>3.148</b>	<b>16,72</b>	<b>2.697</b>	<b>99,78</b>	<b>1.350</b>
Otros activos financieros corrientes.....	684	(4,07)	713	43,17	498
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes .....	6.448	179,38	2.308	(21,01)	2.922
Pasivos financieros corrientes.....	4.362	24,66	3.499	88,83	1.853
<b>Total Fondo de Maniobra financiero .....</b>	<b>2.770</b>	<b>679,50</b>	<b>(478)</b>	<b>(130,50)</b>	<b>1.567</b>
<b>Total Fondo de Maniobra .....</b>	<b>5.918</b>	<b>166,70</b>	<b>2.219</b>	<b>(23,93)</b>	<b>2.917</b>

Los vencimientos de los pasivos registrados en el balance de situación a 31 de diciembre de 2010 son los siguientes:

31 de diciembre de 2010	Fecha Vencimiento						Total
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	
	Millones de euros						
Proveedores.....	4.539	-	-	-	-	-	<b>4.539</b>
Otros acreedores.....	5.550	-	-	-	-	-	<b>5.550</b>
Préstamos y otras deudas financieras <sup>(1)</sup> .....	4.071	2.157	2.703	3.140	1.631	4.099	<b>17.801</b>
Acciones preferentes <sup>(1)(2)</sup> .....	632	137	310	130	130	3.000	<b>4.399</b>
Derivados <sup>(1)</sup> .....	40	20	11	33	4	15	<b>123</b>

Nota: Los importes mostrados corresponden a los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los registrados en el balance.

- (1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes “Pasivos financieros no corrientes” y “Pasivos financieros corrientes” del balance de situación, incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.
- (2) Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor. Las preferentes en dólares emitidas por Repsol International Capital han sido amortizadas el 8 de febrero del 2011. En esta información se ha supuesto que las preferentes en euros se cancelarán con posterioridad a 2014. En el período “Siguientes” se incluye únicamente el nominal de los instrumentos. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

## 10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010 y 2009 (véase Sección II.C) y II.D), respectivamente): *Estados Financieros—Estado de Flujos de Efectivo*, Nota 26—“*Ingresos y gastos de explotación*”, Nota 27—“*Ingresos y gastos financieros*”, Nota 28—“*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*” y Nota 31—“*Desinversiones*”, y se actualiza con lo descrito a continuación.

El 28 de marzo de 2011, Repsol YPF ha colocado a través de una Oferta Pública de Venta (OPV), 30,15 millones de acciones de YPF, en la forma de *American Depositary Shares (ADS)*, por importe de 1.209 millones de dólares (862 millones de euros). Esta operación ha estado marcada por la elevada demanda registrada.

Asimismo, el 14 de marzo de 2011 Repsol YPF acordó con Lazard Asset Management y con otros fondos la venta de un 3,83% del capital social de YPF, por un importe neto de 631 millones de dólares (446 millones de euros). En concreto, Lazard Asset Management, en nombre de ciertos clientes, adquirió un 2,9% del capital de YPF, mientras otros inversores compraron un 0,93% de participación. Repsol YPF también ha otorgado a Lazard Asset Management, en nombre de sus clientes, una opción de venta, no transmisibles, de las acciones adquiridas por esta compañía, sujeto a ajustes de acuerdo con ciertas disposiciones habituales anti-dilución, en la parte proporcional de acciones adquiridas que excedan del 20% del *free float* de YPF a los 6 meses de la compraventa. Adicionalmente, durante en el primer trimestre de 2011 el Grupo realizó otras ventas en el mercado correspondientes al 0,08% del capital social de YPF por importe de 16 millones de dólares (12 millones de euros).

Este proceso de venta se enmarca en la estrategia definida por Repsol YPF de desinvertir parcialmente en YPF para reequilibrar su portafolio de activos. Desde el pasado mes de noviembre Repsol YPF ha colocado aproximadamente el 15% del capital social de YPF entre inversores institucionales y privados (ver los epígrafes 7.1 y 21.1.6 del presente documento de registro y la nota 31 *Desinversiones* de las Cuentas Anuales consolidadas). Tras estas operaciones la participación del Grupo Repsol en YPF asciende al 68,23%.



Gas Natural Fenosa, dentro de los compromisos adquiridos con la Comisión Nacional de la Competencia (CNC), se comprometió el 14 de abril de 2011 a la venta de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja), con una capacidad instalada de 800 MW, a una subsidiaria de ContourGlobal, firma americana especializada en el desarrollo y la gestión de activos energéticos. Una vez se obtengan las autorizaciones pertinentes, Gas Natural Fenosa transmitirá la propiedad del activo antes citado por un importe de 313 millones de euros (94 millones de euros teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa). Asimismo, en febrero de 2011 acordó la venta de aproximadamente 300.000 puntos de suministro de gas en la zona de Madrid a una compañía del grupo Madrileña Red de Gas por 450 millones de euros (136 millones de euros teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa). El acuerdo se encuentra sujeto a la aprobación por parte de las autoridades regulatorias y de competencia y se espera su cumplimiento durante la segunda mitad del ejercicio 2011.

#### **10.4 Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.**

Actualmente, no existe para Repsol YPF, S.A. ninguna restricción a la utilización de sus recursos de capital que pudiera afectar de manera significativa a sus operaciones presentes o futuras.

No obstante, véase la Sección I ("*Factores de Riesgo*") del presente Documento de Registro.

#### **10.5 Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1.**

Repsol YPF financiará sus inversiones futuras y su inmovilizado principalmente con la generación de ingresos de sus actividades de negocio, la desinversión de otros activos, operaciones en los mercados de capitales y con financiación bancaria.

Todo ello dependerá de las condiciones de mercado que se den en cada momento, de la evolución de tipos de interés y siempre en función de las necesidades financieras reales que tenga Repsol YPF y del tipo de deuda que más se adapte a dichas necesidades en cada momento.

A 31 de diciembre de 2010 el importe total de efectivo, líneas de crédito disponibles e inversiones financieras del Grupo Repsol YPF ascendía a 13.867 millones de euros.

## **12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS**

### **12.1 Tendencias recientes más significativas**

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado “*Entorno macroeconómico*” del informe de gestión correspondiente al ejercicio 2010 incluido en la Sección II.C) del presente Documento de Registro. Desde el 31 de diciembre de 2010 hasta la fecha del presente Documento de Registro se ha producido un cambio en las condiciones geopolíticas en países productores de petróleo que se ha traducido en un alza del precio del crudo. Ver el riesgo relativo a la localización de las reservas en la Sección I “*Factores de Riesgo*”.

### **12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor.**

Sin perjuicio de la información que se recoge la Nota 34—“*Pasivos contingentes y compromisos*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010, en el epígrafe 20.8 “*Procedimientos judiciales y de arbitraje*” del presente Documento de Registro, así como en el apartado—“*Áreas de negocio*” del informe de gestión consolidado del ejercicio 2010 incluidos en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, los principales factores que podrían tener una incidencia en las perspectivas del Grupo Repsol YPF son aquellos contenidos en la Sección I “*Factores de Riesgo*” y en el epígrafe 4 del presente Documento de Registro.

### **13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS**

El presente Documento de Registro no incluye provisiones o estimaciones de beneficios futuros.

#### **13.1 Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus provisiones o sus estimaciones**

No procede.

#### **13.2 Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las provisiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor.**

No procede.

#### **13.3 Previsión o estimación de los beneficios**

No procede.

#### **13.4 Declaración de provisiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida**

No procede.

## 14. ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS.

### 14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo.

La información relativa a este epígrafe se recoge, parcialmente, en los apartados B.1.1 a B.1.11 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2010 que, de conformidad con lo previsto en el artículo 526 de la Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital (la “LSC”), forma parte integrante del informe de gestión consolidado del ejercicio 2010 (véase Sección II.C del presente Documento de Registro), así como en el Anexo III “Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF, S.A” de las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2010. Esta información se complementa y/o actualiza con lo que se recoge a continuación.

#### A) Consejo de Administración

A continuación se detalla la composición del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. a la fecha del presente Documento de Registro, indicando el cargo ejercido por cada uno de los miembros del Consejo.

Nombre/Denominación social	Cargo	Carácter	Accionista que propuso su nombramiento	Fecha de último nombramiento
Antonio Brufau Niubó.....	Presidente	Consejero Ejecutivo	--	15/04/2011
Luis del Rivero Asensio .....	Vicepresidente 1º	Consejero Dominical	Sacyr Vallehermoso, S.A.	15/04/2011
Isidre Fainé Casas .....	Vicepresidente 2º	Consejero Dominical	Criteria CaixaCorp, S.A.	14/05/2008
Juan Abelló Gallo.....	Vocal	Consejero Dominical	Sacyr Vallehermoso, S.A.	15/04/2011
Paulina Beato Blanco .....	Vocal	Consejera Independiente	--	30/04/2010
Artur Carulla Font <sup>(1)</sup> .....	Vocal	Consejero Independiente	--	30/04/2010
Luis Carlos Croissier Batista ....	Vocal	Consejero Independiente	--	15/04/2011
Ángel Durández Adeva .....	Vocal	Consejero Independiente	--	15/04/2011
Javier Echenique Landiribar.....	Vocal	Consejero Independiente	--	30/04/2010
Mario Fernández Pelaz <sup>(2)</sup> .....	Vocal	Consejero Independiente	--	15/04/2011
María Isabel Gabarró Miquel ...	Vocal	Consejera Independiente	--	14/05/2009
José Manuel Loureda Mantiañán .....	Vocal	Consejero Dominical	Sacyr Vallehermoso, S.A.	15/04/2011
Juan María Nin Génova.....	Vocal	Consejero Dominical	Criteria CaixaCorp., S.A.	14/05/2008
Pemex Internacional España, S.A. <sup>(3)</sup> .....	Vocal	Consejero Dominical	Petróleos Mexicanos	30/04/2010

Nombre/Denominación social	Cargo	Carácter	Accionista que propuso su nombramiento	Fecha de último nombramiento
Henri Philippe Reichstul .....	Vocal	Consejero Independiente	--	30/04/2010
Luis Suárez de Lezo Mantilla...	Consejero y Secretario	Consejero Ejecutivo	--	14/05/2009

- (1) Por acuerdo del Consejo de Administración, D. Artur Carulla ha sido designado Consejero Independiente Coordinador, con las funciones de (i) solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.; (ii) solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración; (iii) coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos; (iv) dirigir la evaluación por el Consejo del Presidente de este órgano; y (v) convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes
- (2) El Consejo de Administración en su reunión de 15 de abril de 2011 acordó el nombramiento del Sr. Fernández Pelaz como miembro de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, convirtiéndose en el tercer consejero externo independiente de esta Comisión que, en consecuencia, pasa a estar compuesta por mayoría de independientes.
- (2) Representada por José Manuel Carrera Panizzo.

La dirección profesional de todos los miembros del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. es, a estos efectos, Paseo de la Castellana 278, de Madrid.

Seguidamente se recoge un breve *currículum vitae* de los miembros del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. y de las personas físicas designadas por los consejeros personas jurídicas para representarles. Asimismo, se incluye el detalle de las empresas o asociaciones de las que los miembros del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. han sido, en cualquier momento durante los últimos 5 años, miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión o socios.

### **Antonio Brufau Niubó**

Mollerussa (Lleida), 1948. Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad de Barcelona y Master por el IESE. Inició su trayectoria profesional en Arthur Andersen, donde llegó a ser Socio Director de Auditoría. En 1988 ingresó en la Caixa como Director General Adjunto. Entre 1999 y 2004 ocupó el cargo de Director General del Grupo la Caixa y entre 1997 y 2004 fue Presidente del Grupo Gas Natural.

En su larga trayectoria empresarial, Antonio Brufau ha formado parte de distintos consejos, entre ellos los de Enagás, Abertis, Aguas de Barcelona, Colonial, Suez, y de Caixa Holding, así como de CaixaBank France y de CaixaBank Andorra. Hasta diciembre de 2005 fue el único miembro español en el Comité Ejecutivo de la Cámara de Comercio Internacional (ICC). En julio de 2002 fue nombrado presidente del Círculo de Economía de Barcelona, cargo que ocupó hasta julio de 2005. Asimismo ha sido Presidente de Comupet Madrid 2008, S.L.

Actualmente es Vicepresidente de Gas Natural SDG, S.A., Presidente de YPF, S.A. y de la Fundación Repsol. Asimismo es Miembro del European Round Table of Industrialists (ERT), Miembro del Consejo Asesor de CEIM Confederación Empresarial de Madrid - CEOE, Presidente del Consorcio Interinstitucional GLOBALeida, Miembro de la Asociación Española de Directivos y del Círculo de Economía, Patrono de la Fundación Ildefons Cerdá y Patrono de la Fundación CEDE (Confederación Española de Directivos y Ejecutivos).

El Sr. Brufau fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 23 de julio de 1996, posteriormente ratificado por la Junta General de Accionistas de 6 de junio de 1997 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 24 de marzo de 1999, el 4 de abril de 2003, el 9 de mayo de 2007 y el 15 de abril de 2011. Desde octubre de 2004 es presidente de Repsol YPF, S.A.

### ***Luis del Rivero Asensio***

Murcia 1949. Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos (Santander–1972). P.D.G. del IESE en 1986. De 1972 a 1974, Director Técnico de HICEOSA. De 1974 a 1987, Jefe de Obra, Delegado y Jefe de Departamento en Ferrovial, S.A., Cofundador de SACYR, siendo Delegado desde 1987 a 1996, Director de Desarrollo Corporativo desde 1996 a 2000, Consejero Delegado desde 2000 a 2004. Es Medalla de Honor del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos en 2006. Asimismo, ha sido miembro del Consejo de Administración de Autopista del Barbanza Concesionaria de la Xunta de Galicia, S.A., Sociedad Concesionaria Aeropuerto de Murcia, S.A., Itínere Infraestructuras, S.A., Autopista del Atlántico Concesionaria Española, S.A. Es, asimismo, Medalla de Honor del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos en 2006.

Actualmente es Presidente Ejecutivo de Sacyr Vallehermoso, S.A. (desde noviembre de 2004), Presidente de Vallehermoso División Promoción, S.A. y Consejero de: Testa Inmuebles en Renta, S.A. y Valoriza Gestión, S.A.

El Sr. del Rivero fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 29 de noviembre de 2006, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

### ***Isidre Fainé Casas***

Manresa (Barcelona), 1942. Doctor en Ciencias Económicas, ISMP en *Business Administration* por la Universidad de Harvard y diplomado en Alta Dirección por el IESE. Además, es Académico Numerario de la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras y de la Real Academia de Doctores. Inició su carrera profesional en banca como Director de Inversiones en el Banco Atlántico, en 1964, para posteriormente incorporarse, en 1969, como Director General del Banco de Asunción en Paraguay. A continuación, regresó a Barcelona para ocupar diferentes cargos de responsabilidad en varias entidades financieras: Director de Personal de Banca Riva y García (1973), Consejero y Director General de Banca Jover (1974) y Director General de Banco Unión, S.A. (1978). En 1982 se incorporó a la Caixa como Subdirector General, ocupando diversos cargos de responsabilidad. A principios de 1985 fue nombrado Director General Adjunto Ejecutivo y en 1999 Director General de la entidad. Asimismo, ha sido Consejero de Sanef.

Actualmente es Presidente de “la Caixa”, Vicepresidente de Abertis Infraestructuras, S.A., Vicepresidente de Telefónica, S.A., Presidente de Critería CaixaCorp, S.A., Presidente de CECA (Confederación Española de Cajas de Ahorros) y Presidente de la Fundación “la Caixa”. También es Consejero de Banco BPI, S.A. y Grupo Financiero Inbursa, Vicepresidente de Sociedad General de Aguas de Barcelona y Consejero de The Bank East of Asia, Limited.

El Sr. Fainé fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 19 de diciembre de 2007 y posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2008.

### ***Juan Abelló Gallo***

Madrid, 1941. Licenciado en Farmacia, Doctor y Académico de Número de la Real Academia de Farmacia. Ha sido Presidente de Fábrica de Productos Químicos y Farmacéuticos Abelló, S.A., Antibióticos, S.A., La Unión y el Fénix Español y Airtel (hoy Vodafone), Vicepresidente del Banco Español de Crédito, SCH y Unión Fenosa, S.A., Consejero del Banco Central, Presidente de RTL Group, Consejero del Banco Santander Central Hispano, S.A., Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A., Instituto Sectorial de Promoción y Gestión de Empresas, S.A. y Grupo Banca Leonardo. Ha sido condecorado con la Gran Cruz de la Orden del Mérito Civil, el Premio Juan Lladó y nombrado Empresario del año por la Cámara Oficial de Comercio e Industria de Madrid en 1997.

Actualmente es Presidente de Torreal, S.A. y Alcaliber, S.A (en representación de Nueva Compañía de Inversiones, S.A.); Vicepresidente de Sacyr Vallehermoso, S.A. (en representación de Nueva Compañía de Inversiones, S.A.) y CVNE (en representación de Austral, B.V.); y Consejero de Zed Worldwide, S.A. (en representación de Nueva Compañía de Inversiones, S.A.).

El Sr. Abelló fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 29 de noviembre de 2006, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

### ***Paulina Beato Blanco***

Córdoba, 1946. Doctora en Economía por la Universidad Complutense de Madrid y por la Universidad de Minnesota, Catedrática de Análisis Económico, Técnico Comercial y Economista del Estado. Fue Presidenta Ejecutiva de Red Eléctrica de España, Consejera de Campsa y de importantes entidades financieras. Ha sido economista principal en el Departamento de Desarrollo Sostenible del Banco Interamericano de Desarrollo y consultora en la División de Regulación y Supervisión Bancaria del Fondo Monetario Internacional. Asimismo, es Asesora de la Secretaría General Iberoamericana y profesora de Análisis Económico en varias universidades. Actualmente es Miembro del Consejo especial para la promoción de la Sociedad del Conocimiento en Andalucía.

La Sra. Beato fue nombrada Consejera de Repsol YPF, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 29 de diciembre de 2005, posteriormente ratificada y nombrada por la Junta General de Accionistas el 16 de junio de 2006 y reelegida por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010.

### ***Artur Carulla Font***

Barcelona, 1948. Licenciado en Ciencias Empresariales. Comienza su carrera profesional en 1972 en Arbora & Ausonia, S.L. donde ocupa varios cargos hasta llegar a Director General. En 1988 se incorpora a Agrolimen como Director de Estrategia. En 2001 es nombrado Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L., The Eat Out Group, S.L., Reserva Mont-Ferrat, S.A., Consejero y Secretario de Arbora & Ausonia, S.L.U.; Quercus Capital Riesgo, S.G.E.C.R, RS, S.A., Consorcio de Jabugo, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Lluís Carulla y de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar y del FUOC (Fundació per a la Universitat Oberta de Catalunya). Asimismo, es socio de Agrolimen, S.A.

El Sr. Carulla fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 16 de junio de 2006 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010.

### ***Luis Carlos Croissier Batista***

Arucas (Las Palmas), 1950. Ha sido profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la CNMV. Asimismo, ha sido Consejero de Jazztel P.I.c., High Tech Hotels & Resorts, S.A. y Begar, S.A. Actualmente es, Consejero de Adolfo Domínguez, S.A., Testa Inmuebles en Renta, S.A., Eolia Renovables de Inversiones SCR, S.A., Grupo Copo de Inversiones, S.A. y Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.

El Sr. Croissier fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

### ***Ángel Durández Adeva***

Madrid, 1943. Licenciado en Ciencias Económicas, profesor mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Ha sido Consejero de Responsable Consultores. Actualmente es Consejero de Gestevisión Telecinco, S.A., Consejero asesor de Exponencial-Agencia de Desarrollos Audiovisuales, S.L., Ambers & Co, y FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Patronato de la



Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.

El Sr. Duráñez fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

### ***Javier Echenique Landiribar***

Pamplona (Navarra), 1951. Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Abertis Infraestructuras, S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. y Celistics, L.L.C. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A. en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica de España, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.

El Sr. Echenique fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 16 de junio de 2006 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010.

### ***Mario Fernández Pelaz***

Bilbao, 1943. Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto en 1965. Ha sido Profesor de Derecho Mercantil en la Facultad de Derecho de la Universidad de Deusto y en la Facultad de Ciencias Empresariales de la misma Universidad y Profesor en diversos Masters de la Universidad de Deusto, en su larga carrera profesional, ha ejercido, entre otros cargos, de Consejero y luego Vicelehendakari del Gobierno Vasco, Presidente de la Comisión Mixta de Transferencias Administración Central-Gobierno Vasco, Presidente del Consejo Vasco de Finanzas, Presidente de la Comisión Económica del Gobierno Vasco, Miembro de la Comisión Arbitral de la Comunidad Autónoma de Euskadi. Asimismo, fue Director General del Grupo BBVA y miembro del Comité de Dirección desde 1997 a 2002 y Socio Principal de Uría Menéndez desde esa fecha hasta julio de 2009. Actualmente es Presidente de la BBK (Bilbao Bizkaia Kutxa) y es autor de diversas publicaciones de temas mercantiles y financieros.

### ***María Isabel Gabarró Miquel***

Barcelona, 1954. Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. Actualmente es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.

La Sra. Gabarró fue nombrada Consejera de Repsol YPF, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 14 de mayo de 2009.

### ***José Manuel Loureda Mantiñán***

Betanzos (La Coruña), 1939. Ingeniero de Caminos canales y Puertos. En 1965 comienza su carrera profesional en Ferrovial donde ocupó diversos puestos. Fundador de Sacyr, donde fue Consejero Delegado hasta el año 2000, y Presidente hasta 2003. De 2003 a 2004, y tras la fusión de Sacyr con Vallehermoso, fue Presidente del Grupo Sacyr Vallehermoso. Asimismo, ha sido miembro del Consejo de Administración de Autopista Vasco Aragonesa Concesionaria Española, S.A. e Itínere Infraestructuras, S.A. Actualmente, es Consejero de Sacyr Vallehermoso, S.A. (en representación de Prilou, S.L.), Presidente de Valoriza Gestión, S.A. y Consejero de Vallehermoso División Promoción, S.A.U., Testa Inmuebles en Renta, S.A., Sacyr, S.A.U., Somague S.G.P.S., S.A. y Hoteles Bisnet.

El Sr. Loureda fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 31 de enero de 2007, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

### ***Juan María Nin Génova***

Barcelona, 1953. Abogado economista por la Universidad de Deusto y Master of Laws por la London School of Economics and Political Sciences. Inició su carrera profesional como Director de Programas con el Ministro para las Relaciones con las Comunidades Europeas (1978-1980). Se incorporó en el sector financiero, en el antiguo Banco Hispano Americano, en 1980, como Director en Internacional, para pasar posteriormente a Banca Corporativa y Banca Comercial. En 1992, tras constituirse el Banco Central Hispano, fue nombrado Director General y Territorial de Cataluña y, dos años más tarde, Director General de Banca Comercial y Miembro de la Comisión Directiva del banco. Tras fusionarse esta entidad con el Santander, pasó a ocupar el cargo de Director General de Banca Comercial y, posteriormente, de Empresas del Santander Central Hispano, formando parte de la Comisión Directiva del banco. Cuatro años después, en el 2002, se incorporó a Banco Sabadell como Consejero Delegado, cargo que actualmente ya no desempeña. Cuenta con una larga carrera profesional en banca comercial, internacional y corporativa, así como una gran experiencia en la gestión de fusiones y adquisiciones de bancos. Asimismo, ha ocupado diferentes cargos como Consejero en empresas industriales y de servicios, y ha sido Presidente de BancSabadell Vida y Presidente de Ibersecurities. Actualmente es Director General de “la Caixa”, Vicepresidente de la Fundación “la Caixa”, Vicepresidente de Critería CaixaCorp, S.A., Consejero de SegurCaixa Holding, S.A., Gas Natural SDG, S.A., Banco BPI, S.A., Erste Group Bank, A.G. y Grupo Financiero Inbursa, miembro del Consejo Rector de la Universidad de Deusto, Patrono de la Fundación ESADE, miembro de la Junta Directiva del Círculo Ecuéstre y miembro de APD (Asociación para el Progreso de la Dirección), Patrono de la Fundación Federico García Lorca, Patrono de la Fundación Consejo España-Estados Unidos y Vicepresidente de la Fundación Consejo España-India, miembro del Grupo Económico del Foro España-China, Secretario de la Federació Catalana de Caixes d’Estalvi y Vocal de la Comisión de Política Económica de la Cámara de Comercio de Barcelona.

El Sr. Nin fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 19 de diciembre de 2007 y posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2008.

***José Manuel Carrera Panizzo (representante de Pemex Internacional España, S.A.)***

Villahermosa (México), 1969. Licenciado en Economía por el Instituto Tecnológico Autónomo de México, Master en Administración de Empresas por la Universidad de Rochester y Doctor en Finanzas por la Universidad de Lancaster. Desempeñó diversos cargos dentro de la Dirección de Operaciones Internacionales del Banco de México hasta el 2001. En ese año inició su cometido en Pemex como Subdirector de Administración de Riesgos. En la actualidad es Director de Administración y Finanzas de P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. y Consejero Delegado de Pemex Internacional España y P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.

La sociedad Pemex Internacional España, S.A. fue nombrada Consejera de Repsol YPF, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 26 de enero de 2004, posteriormente ratificada por la Junta General de Accionistas el 31 de marzo de 2004 y reelegida por las Juntas Generales de Accionistas el 16 de junio de 2006 y el 30 de abril de 2010.

***Henri Philippe Reichstul***

París (Francia), 1949. Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de postgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeñó el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Asimismo ha sido miembro del Consejo de TAM Linhas Aéreas, S.A., Holding Vivo y Grupo Pão de Açúcar. Actualmente es Miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Consejero de Ashmore Energy International, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Miembro del Consejo Asesor Internacional del Grupo Credit Agricole y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible y socio de SRL Empreendimentos Ltda, SRL Comércio e Participações Ltda, G&R Gestão Empresarial Ltda., HPR Participações Ltda., ATINA-Ind. e Com. de Ativos Naturais, S.A., Bocaina do Sul Participações S.A., Reichstul & Associates Ltd. y Brenco Holding, S.A.

El Sr. Reichstul fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 29 de diciembre de 2005, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 16 de junio de 2006 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010.

***Luis Suárez de Lezo Mantilla***

Madrid, 1951. Licenciado en Derecho por la Universidad Complutense y Abogado del Estado (en excedencia). Abogado especializado en Derecho Mercantil y Administrativo. Fue Director de Asuntos Jurídicos de Campsa hasta el final del monopolio de petróleo y ha ejercido como profesional liberal,

singularmente en el sector de la energía. Asimismo, ha sido Consejero de Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH). Actualmente es Consejero de Gas Natural SDG, S.A, YPF, S.A. y Repsol-Gas Natural LNG, S.L., Vicepresidente de la Fundación Repsol y miembro de la Comisión de Medioambiente y Energía de la Cámara de Comercio Internacional (ICC).

El Sr. Suárez de Lezo fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 2 de febrero de 2005, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2005 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2009.

## **B) Altos Directivos**

A efectos de información en este apartado, Repsol YPF considera "Alto Directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985, de 1 de agosto, por el que se regula la relación laboral de carácter especial del personal de alta dirección), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

Los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF a la fecha del presente Documento de Registro son los siguientes:

<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>
Antonio Brufau Niubó.....	Presidente Ejecutivo Repsol YPF, S.A.
Miguel Martínez San Martín .....	Director General de Operaciones
Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena .....	Director General de <i>Upstream</i>
Pedro Fernández Frial .....	Director General de <i>Downstream</i>
Antonio Gomis Sáez.....	Director General de YPF
Miguel Ángel Devesa del Barrio.....	Director General Económico Financiero
Cristina Sanz Mendiola .....	Directora General de Personas y Organización
Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	Director General de Secretaría General y del Consejo de Administración
Begoña Elices García .....	Directora General de Comunicación y Gabinete de la Presidencia

A continuación se recoge un breve *currículum vitae* de los miembros del Comité de Dirección de Repsol YPF que no forman parte del Consejo de Administración:

### ***Miguel Martínez San Martín***

Ingeniero Industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid y especialista en sistemas de información financiera. Ha sido Auditor Gerente de Arthur Andersen, Director Económico Financiero de empresas de Elosua y Page Ibérica. En 1993 se incorporó a Repsol YPF como Director Económico Financiero de Refino y Repsol Comercial, donde también ha ocupado la Dirección de gestión de la red propia de CAMPSA Red. Fue Director de las Estaciones de Servicio

de Repsol YPF en Europa. Asimismo, ha sido miembro de Consultores Merchandising y de Repsol – Gas Natural LNG, S.L. y actualmente es Consejero de Repsol Petróleo, S.A. Desde mayo de 2007 es Director General de Operaciones y miembro del Comité de Negocios.

### ***Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena***

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Autónoma de Madrid. Técnico Comercial y Economista del Estado desde 1981. Cuenta con una amplia trayectoria profesional en el sector energético y particularmente en Repsol YPF. Participó en las negociaciones para la entrada de España en el Mercado Común Europeo y en la adaptación del Monopolio Español de Petróleos (CAMPSA) y el Protocolo del Gas. Ha sido Secretario de Estado de la Energía y Recursos Naturales y desempeñó el cargo de Director Corporativo de Servicios Compartidos de Repsol YPF. Actualmente, desde enero de 2005, es Director General de *Upstream* y miembro del Comité de Negocios.

Asimismo, ha sido Administrador solidario de Repsol LNG, S.L., y Consejero de Alliance Oil Company Limited y Vocento. Actualmente es Vicepresidente de Repsol – Gas Natural LNG, S.L., Administrador solidario de Repsol Exploración Argelia, S.A., Repsol Exploración Guinea, S.A., Repsol Exploración Murzuq, S.A., Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., Repsol YPF Oriente Medio, S.A. y Repsol Exploración Sierra Leona, S.L., Consejero de Repsol Exploración, S.A., Consejero de Eolia Renovables de Inversiones, S.C.R., S.A. y Patrono de la Fundación Repsol.

### ***Pedro Fernández Frial***

Ingeniero Industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid. Inició su carrera en 1980 en una de las empresas que actualmente forman parte del Grupo Repsol YPF, desempeñando diversos puestos técnicos y de gestión en el área de Refino. En 1992 se incorporó a la Dirección de Planificación y Control del Grupo con responsabilidad en la planificación del negocio del gas. En 1994 fue nombrado Director de Planificación y Control del área Química, y en 2002 máximo responsable de esta área. Asimismo, desempeñó el cargo de Director Corporativo de Planificación y Control de Repsol YPF. Desde enero de 2005 es Director General de *Downstream* y miembro del Comité de Negocios. Ha sido Vicepresidente de la Asociación de Operadores Petrolíferos (AOP), Vicepresidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, Miembro del Consejo de Administración de Europa y Concawe. Actualmente es Presidente de Repsol Petróleo, S.A., Presidente de Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A., Presidente de Repsol Butano, S.A., Presidente de Repsol Química, S.A., Consejero de Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), Consejero de CLH, Vicepresidente segundo del Club Español de la Energía y Presidente del Capítulo de Hidrocarburos del Club Español de la Energía y Patrono de la Fundación Repsol.

### ***Antonio Gomis Sáez***

La trayectoria profesional de Antonio Gomis comenzó en 1974 en una de las empresas que actualmente forman parte del Grupo Repsol YPF y en 1986 fue nombrado Director del Área de Relaciones Internacionales e Institucionales de Repsol, S.A., cargo que ocupó hasta 1997.

Ese año fue designado Director General de la Energía del Estado Español. En 2000, se incorporó de nuevo al Grupo Repsol YPF como Director Corporativo de Relaciones Externas. En enero de 2005 fue nombrado Director del Área Química Europa y Resto del mundo del Grupo. Ha sido Consejero Delegado de Repsol Química, S.A., Consejero de Proyectos Integrados Energéticos, S.A., Gerente de Repsol Polímeros, Lda, Administrador Único de Repsol Lusitania, S.L., Vicepresidente de Dynasol Elastómeros, S.A., Dynasol Gestión, S.A., Dynasol Elástomeros, S.A. de CV y Dynasol, LLC., Presidente del Comité Español del Consejo Mundial del Petróleo y Vicepresidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía. Desde mayo de 2007 es Director General de YPF puesto que desempeña actualmente. Asimismo en la actualidad es Director Titular de YPF, S.A. y Caveant, S.A. y Presidente de AESA (Astra Evangelista, S.A.).

### ***Miguel Ángel Devesa del Barrio***

Ingeniero Industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid. Inició su carrera profesional en el ámbito de los servicios profesionales, inicialmente en Arthur Andersen y posteriormente como Vicepresidente en Cap Gemini Ernst & Young, realizando proyectos, fundamentalmente, para empresas del sector energético. Previamente a su incorporación a Repsol YPF, ha trabajado en Hidrocarburo Energía como Director de Gestión de Energía y en el Grupo EDP como Administrador Ejecutivo de EDP Gas. Se incorporó a Repsol YPF en agosto de 2006 como Director de Estrategia y Desarrollo Corporativo. Actualmente es Director General Económico Financiero.

### ***Cristina Sanz Mendiola***

Ingeniero Industrial Superior por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid con la especialidad organización Industrial. Desarrolló sus primeros años de actividad profesional en el sector siderometalúrgico y en Pittsburgh (EE.UU.) como colaboradora en la Carnegie-Mellon University, asociada al Departamento de “*Engineering and Public Policy*”. Desempeñó el puesto de Subdirectora General de Relaciones Industriales Internacionales, en el Cuerpo de Ingenieros Industriales del Ministerio de Industria y Energía. Durante este tiempo participó en las negociaciones para la incorporación de España a la Comunidad Económica Europea. Posteriormente fue responsable de la Subdirección General de Planificación Energética, incluyendo las áreas de Medio Ambiente e Investigación y Desarrollo en el sector energético.

En 1994 se incorporó al Grupo Repsol YPF como Directora de Medio Ambiente de Repsol YPF, pasando a ocupar posteriormente la Dirección de Medio Ambiente, Seguridad y Calidad. Desde Mayo de 2007 ocupó el cargo de Directora General de Medios, área de la que fue Directora Corporativa desde 2005, teniendo bajo su responsabilidad las Direcciones de Ingeniería, Tecnología, Seguros, Compras y Contrataciones, Sistemas de la Información y Medio Ambiente y Seguridad. Ha sido Administradora de Gaviota RE, S.A. y Consejera de Greenstone Assurance, Ltd. Desde el año 2009 es Directora General de Personas y Organización. Asimismo, actualmente es Consejera de Repsol Petróleo, S.A. y Euroforum Escorial, S.A., y Patrona de la Fundación Repsol.

### ***Begoña Elices García***

Licenciada en Ciencias de la Información y en Económicas por la Universidad Complutense de Madrid. Actualmente es Directora General de Comunicación y Gabinete de la Presidencia de Repsol, puesto desde el que dirige la interlocución con los medios de comunicación, tanto nacionales como internacionales, regionales y deportivos, así como la comunicación on-line (portal corporativo en Internet) y las acciones de patrocinio deportivo, publicidad e identidad corporativa. Además coordina las acciones de relaciones externas en los complejos industriales y en todos los países en los que la compañía tiene presencia.

Antes de su incorporación a Repsol fue Subdirectora General y Directora de Relaciones Informativas del Banco Santander Central Hispano, Directora de Relaciones Informativas y Subdirectora General, Responsable de Relaciones Informativas del Banco Central Hispano, y Directora de Relaciones Informativas del Banco Hispano Americano. Con anterioridad a su incorporación a la comunicación de empresa, Begoña trabajó durante más de 10 años en la agencia EFE, realizando funciones como periodista en las secciones de internacional, nacional y economía.

De acuerdo con la información de que dispone Repsol YPF, S.A., durante los 5 años anteriores a la fecha de este Documento de Registro, ninguna de las personas identificadas en este epígrafe 14.1 ha sido condenada en relación con delitos de fraude; ni ha sido miembro del órgano de administración, gestión o supervisión ni alto directivo de entidades incursas en cualquier procedimiento concursal o proceso de liquidación; ni ha sido objeto de ninguna incriminación pública oficial ni sanciones por autoridades estatutarias o reguladoras, ni ha sido descalificada por un tribunal por su actuación como miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión de una sociedad emisora o por su actuación en la gestión de los asuntos de una sociedad emisora.

Asimismo, de conformidad con la información de que dispone Repsol YPF, S.A., no existen vínculos de naturaleza familiar entre ninguna de las personas identificadas en este epígrafe.

#### **14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y de altos directivos.**

##### ***A) Posibles conflictos de interés entre los deberes de las personas mencionadas en el apartado 14.1 con la sociedad y sus intereses privados y/o otros deberes.***

Repsol YPF, S.A. no tiene conocimiento de la existencia de ningún conflicto entre los intereses privados (y/otros deberes) de los miembros del Consejo de Administración, ni de los miembros del Comité de Dirección, y sus deberes con Repsol YPF, S.A.

Repsol YPF, S.A. se ha dotado de normas específicas a fin de detectar, determinar y resolver eventuales conflictos entre el interés de un Consejero y el interés de Repsol YPF, S.A., de conformidad con lo previsto en los artículos 226 y siguientes de la Ley de Sociedades de Capital.

Así, respecto de los Consejeros de Repsol YPF, S.A., el Reglamento del Consejo de Administración les exige, de forma general, que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de Repsol YPF, comunicando en todo caso su existencia, de no ser

evitable, al Consejo de Administración. En caso de conflicto, el Consejero afectado deberá abstenerse de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera.

En particular, el Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, debe abstenerse de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

Asimismo, los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que Repsol YPF, S.A. realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

En última instancia, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos, entre los cuales se encuentra el supuesto en que el Consejero se halle en una situación de conflicto permanente de intereses con Repsol YPF, S.A.

De la misma manera, Repsol YPF, S.A. se ha dotado de normas específicas a fin de detectar, determinar y resolver eventuales conflictos entre el interés de sus empleados y Directivos (incluidos los miembros del Comité de Dirección) y el interés de Repsol YPF, S.A.

En este sentido, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, de especial aplicación a los Consejeros y a los miembros del Comité de Dirección en su condición de personas con acceso habitual a información confidencial de Repsol YPF (artículo 2.2 del Reglamento Interno de Conducta—Registro de Personas Afectadas) recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3 y 8.4 lo siguiente:

*"Con objeto de controlar los posibles conflictos de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF deberán poner en conocimiento del responsable de su Área, con carácter previo a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate y con la antelación suficiente para que puedan adoptarse las decisiones oportunas, aquellas situaciones que potencialmente y en cada circunstancia concreta puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con Repsol YPF, S.A. o alguna sociedad de su Grupo.*

*Si el afectado es un miembro del Consejo de Administración el conflicto deberá ser comunicado al Consejo de Administración, quién, si lo estima necesario, solicitará el parecer de la Comisión de Auditoría y Control.*



*En caso de duda sobre la existencia de un conflicto de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF deberán, adoptando un criterio de prudencia, poner en conocimiento del responsable de su Área o del Consejo de Administración según proceda, las circunstancias concretas que rodean el caso, para que estos puedan formarse un juicio de la situación.”*

[...]

*“Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol YPF. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF y Repsol YPF o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol YPF, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios.”*

Por último, también la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol YPF, aplicable a todos los Directivos y empleados de Repsol YPF, dispone en su apartado 6.4 lo siguiente:

*“Repsol YPF reconoce y respeta la intervención de sus empleados en actividades financieras y empresariales distintas a las que desarrollan para la Compañía, siempre que sean legales y no entren en colisión con sus responsabilidades como empleados de Repsol YPF.*

*Los empleados de Repsol YPF deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la empresa, se abstendrán de representar a la Compañía e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, él mismo o un pariente cercano, tuviera interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol YPF.*

*Asimismo, los empleados no podrán realizar tareas, trabajos o prestar servicios en beneficio de empresas del sector o que desarrollen actividades susceptibles de competir directa o indirectamente o puedan llegar a hacerlo con las de Repsol YPF.*

*Los empleados de Repsol YPF que pudieran verse afectados por un conflicto de intereses, lo comunicarán al responsable de su Área, previamente a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate, con el fin de adoptar las decisiones oportunas en cada circunstancia concreta y así, evitar que su actuación imparcial pueda verse comprometida.”*

***B) Cualquier acuerdo o entendimiento con accionistas importantes, clientes, proveedores u otros, en virtud de los cuales cualquier persona mencionada en el apartado 14.1 hubiera sido designada miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión, o alto directivo.***

Al margen de los consejeros dominicales mencionados que se recogen en el epígrafe 14.1 anterior, ninguno de los miembros del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. o del Comité de Dirección ha sido designado para su cargo en virtud de algún tipo de acuerdo o entendimiento con accionistas importantes, clientes, proveedores o cualquier otra persona o entidad.

***C) Detalles de cualquier restricción acordada por las personas mencionadas en el apartado 14.1 sobre la disposición durante un determinado periodo de tiempo de su participación en los valores de la sociedad.***

El artículo 4.3 del Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del mercado de valores, de conformidad con el artículo 81 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, prohíbe a los Consejeros y miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF, entre otras personas, la realización de operaciones sobre los valores emitidos por Repsol YPF o por sociedades del Grupo Repsol YPF que se negocien en mercados regulados, cuando dispongan de información privilegiada relativa a dichos valores o a los emisores de los mismos.

Asimismo, los Consejeros y miembros del Comité de Dirección de Repsol YPF, en su condición de “Personas Afectadas” por el citado Reglamento Interno de Conducta no podrán realizar operaciones sobre los valores anteriores desde los quince días anteriores a cada presentación de resultados de Repsol YPF hasta el día hábil bursátil siguiente a la fecha de su publicación.

## **16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN**

### **16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.**

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 43 de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. los miembros del Consejo de Administración son nombrados por la Junta General por el plazo máximo de 4 años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración.

De conformidad con lo anterior, el mandato de los actuales administradores expirará una vez transcurridos 4 años desde la fecha de su nombramiento o reelección, según sea el caso, según se detalla en el epígrafe 14.1 anterior. De conformidad con el artículo 222 de la LSC, el nombramiento de los administradores caducará cuando, vencido el plazo, se haya celebrado junta general o hubiese transcurrido el plazo para la celebración de la junta que ha de resolver sobre la aprobación de las cuentas del ejercicio anterior.

### **16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa.**

La información relativa a este epígrafe se recoge en la letra I. del apartado “*Contenido adicional al informe de gestión*” (véase Sección II.C). No ha habido modificaciones significativas desde el 31 de diciembre de 2010 hasta la fecha del presente Documento Registro.

### **16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución.**

Repsol YPF cumple con la normativa española vigente de gobierno corporativo y da cuenta del cumplimiento de todas las recomendaciones del Código Unificado de Buen Gobierno aprobado por la CNMV el 22 de mayo de 2006 en el apartado F “*Grado de seguimiento de las recomendaciones de Gobierno Corporativo*” del informe anual de gobierno corporativo de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2010 (véase Sección II.C del presente Documento de Registro).

## 17. EMPLEADOS

### 17.2 Acciones y opciones de compra de acciones

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado A.3 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2010 (véase Sección II.C del presente Documento de Registro) y se actualiza con la información que se recoge a continuación.

De acuerdo con los datos de que dispone Repsol YPF, S.A., el cómputo total de las acciones de las que los actuales Consejeros son titulares asciende a 384.386 acciones, que representan el 0,031% del capital social de Repsol YPF, S.A.

Nombre/Denominación social	Nº Acciones directas	Nº Acciones indirectas	Nº Acciones totales	Participación total capital (%)	Nº opciones
Antonio Brufau Niubó.....	205.621	--	205.621	0,017	--
Luis del Rivero Asensio .....	1.000	--	1.000	0,000	--
Isidre Fainé Casas .....	242	--	242	0,000	--
Juan Abelló Gallo.....	1.000	81.926	82.926	0,007	--
Paulina Beato Blanco .....	100	--	100	0,000	--
Artur Carulla Font .....	28.913	--	28.913	0,002	--
Luis Carlos Croissier Batista .....	--	--	--	0,000	--
Ángel Durández Adeva .....	5.950	--	5.950	0,000	--
Javier Echenique Landiribar.....	--	17.200	17.200	0,001	--
Mario Fernández Pelaz	4.000	--	4.000	0,000	--
María Isabel Gabarró Miquel .....	5.816	1.832	7.648	0,001	--
José Manuel Loureda Mantiñán .....	50	28.778	28.828	0,002	--
Juan María Nin Génova.....	242	--	242	0,000	--
Pemex International España, S.A. ....	1	--	1	0,000	--
Henri Philippe Reichstul .....	50	--	50	0,000	--
Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	1.665	--	1.665	0,000	--
<b>Total .....</b>	<b>254.650</b>	<b>129.736</b>	<b>384.386</b>	<b>0,031</b>	<b>--</b>

*Fuente:* Según conocimiento de Repsol YPF, S.A. y las comunicaciones efectuadas a la CNMV (pagina *web* de la CNMV consultada a la fecha del Documento de Registro).

A la fecha del presente Documento de Registro, los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF que no forman parte del Consejo de Administración son titulares de 80.948 acciones de Repsol YPF, S.A. Asimismo, a la fecha del presente Documento de Registro, no existen opciones sobre acciones de Repsol YPF, S.A. a favor de ninguno de los citados.

### 17.3 Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor

La Junta General de Accionistas celebrada el pasado 15 de abril de 2011, ha aprobado dos propuestas de planes retributivos en acciones de Repsol YPF, S.A. Ambos planes persiguen favorecer la inversión de los empleados y directivos en el capital de la compañía, incrementando su motivación y

fidelización y contribuyendo a estructurar una cultura común del Grupo en materia de compensación y beneficios:

- El primero de los planes indicados (el “*Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual*”), contempla para sus beneficiarios un abono de acciones vinculado a ciertos requisitos de inversión y permanencia en el Grupo.

Este Plan, dividido en cinco ciclos (2011-2014, 2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018), está dirigido a los Consejeros Ejecutivos, así como a los restantes Directivos y empleados del Grupo que sean beneficiarios de determinados programas de retribución plurianual en efectivo, y permitirá a los beneficiarios que así lo deseen (“los Participantes”), invertir en acciones de Repsol YPF, S.A. hasta el 50% del importe bruto del incentivo plurianual que perciban en el año de inicio de cada ciclo. Dicha inversión deberá realizarse no más tarde del 31 de mayo de cada año natural, una vez abonado el incentivo plurianual correspondiente.

Los Participantes de cada uno de los Ciclos del Plan tendrán derecho a recibir de la Sociedad o, en su caso, de otra sociedad del Grupo, acciones de Repsol YPF, S.A. en una proporción de una acción por cada tres acciones adquiridas en la Inversión Inicial correspondiente a cada Ciclo siempre que todas las acciones adquiridas en la Inversión Inicial se mantengan en el patrimonio del beneficiario durante un período de tres años (Periodo de Consolidación). En el caso de que, por la aplicación de la relación de uno a tres indicada, resultasen fracciones de acción, las acciones a entregar se redondearán por defecto al número entero más próximo, liquidándose en metálico la diferencia.

Las acciones a entregar podrán provenir de acciones mantenidas, directa o indirectamente, en autocartera, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito acuerdos para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

El número de potenciales participantes de cada uno de los cinco ciclos del Plan está en función del número de beneficiarios de programas de retribución plurianual abonados en el año de inicio de cada uno de los ciclos (actualmente se estiman en unos 966 para el primer ciclo, 1.096 para el segundo, 896 para el tercero, 888 para el cuarto y 928 para el quinto ciclo) que acepten participar en cada uno de los Ciclos del Plan.

Asimismo, el número total de acciones de Repsol YPF, S.A. que serán finalmente entregadas a los participantes de cada Ciclo dependerá del número de empleados que decidan participar en cada ciclo del Plan, del número de acciones inicialmente adquiridas por los participantes y del cumplimiento por éstos de las condiciones del Plan durante el Periodo de Consolidación.

- El segundo de los planes, denominado “*Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012*”, se dirige a directivos y empleados del Grupo Repsol YPF en España y tiene como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir hasta 12.000 euros de su retribución anual en 2011 y 2012 en acciones de la Sociedad.

Las indicadas acciones se valorarán al precio de cierre de la acción de Repsol YPF en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en la fecha de la entrega al beneficiario. La percepción de la retribución en acciones es voluntaria para los beneficiarios.

Las acciones a entregar podrán provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol YPF, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito acuerdos para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

Información adicional de ambos planes puede encontrarse en la documentación relativa a la “*Junta General de Accionistas 2011*”, disponible en las oficinas de la Compañía (Paseo de la Castellana 278-280, de Madrid - España) y accesible a través de la página *web* corporativa [www.repsol.com](http://www.repsol.com), la cual no forma parte del presente Documento de Registro.

A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol YPF no ha puesto en marcha ninguno de los planes anteriores, lo cuál será oportunamente publicado y difundido en los términos establecidos en la normativa vigente.

## 18. ACCIONISTAS PRINCIPALES

### 18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativos, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota—15 “*Patrimonio neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010, así como en el informe de gestión consolidado del ejercicio 2010: letra C. del apartado “*Contenido adicional del informe de gestión*” y en el apartado A “*Estructura de la propiedad*” del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2010 incluido en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, y se actualiza con la información que se recoge a continuación.

La siguiente tabla que muestra los accionistas significativos de Repsol YPF, S.A. a la fecha del presente Documento de Registro.

Accionista <sup>(1)</sup>	Notificaciones de derechos de voto		
	% de derechos de voto		
	% Directo	% Indirecto	% Total
Sacyr Vallehermoso, S.A. <sup>(2)</sup> .....	0,00	20,010	20,010
Criteria Caixacorp, S.A. ....	12,808	0,00	12,808
Petróleos Mexicanos <sup>(3)</sup> .....	0,00	4,806	4,806

(1) Fuente: Según conocimiento de Repsol YPF, S.A. y las comunicaciones efectuadas a la CNMV.

(2) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L. .

(3) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras por las cuales se arbitran mecanismos que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de hasta un 4,806% del capital social de Repsol YPF, S.A.

### 18.3 El control de la sociedad

Según el conocimiento de Repsol YPF, S.A., a la fecha del presente Documento de Registro, Repsol YPF, S.A. no está bajo el control, aislada o concertadamente, ni directa o indirectamente, de ninguna persona física o jurídica.

### 18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.

De acuerdo con la información existente en Repsol YPF, S.A., no existe ningún acuerdo cuya aplicación pueda, en una fecha ulterior, dar lugar a un cambio en el control del emisor.

## 19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010 (véase Sección II.C): Nota 32—“*Información sobre operaciones con partes vinculadas*” y Nota 33—“*Información sobre los miembros del consejo de administración y personal directivo*”, así como en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2009 (véase Sección II.D): Nota 32—“*Información sobre operaciones con partes vinculadas*” y Nota 33— “*Información sobre los miembros del consejo de administración y personal directivo*”.

Asimismo, la información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado C (“*Operaciones vinculadas*”) de los informes anuales de gobierno corporativo correspondientes a los ejercicios 2010, 2009 y 2008. Los informes anuales de gobierno corporativo correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009, de conformidad con lo previsto en el artículo 526 de la LSC, forman parte integrante del informe de gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2010 y 2009, respectivamente (véase Sección II.C y II.D del presente Documento de Registro).

Al amparo de lo establecido en el artículo quinto de la Orden EHA/3537/2005 (la “**Orden EHA/3537/2005**”), se incorpora por referencia al presente Documento de Registro el informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2008, que puede consultarse en la página *web* de Repsol YPF ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)), la cual no forma parte del presente Documento de Registro y en la página *web* de la CNMV ([www.cnmv.es](http://www.cnmv.es)). La última información sobre operaciones con partes vinculadas disponible corresponde a 31 de diciembre de 2010, dado que dicha información es elaborada semestralmente por Repsol YPF, S.A.

Las operaciones realizadas por Repsol YPF, S.A. con las sociedades del Grupo Repsol YPF, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual en cuanto a su objetivo y condiciones. Las operaciones entre partes vinculadas se han realizado de acuerdo con las condiciones de mercado.



## **20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS**

### **20.2 Información financiera pro-forma**

No procede.

### **20.3 Estados financieros**

Los estados financieros anuales consolidados correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009 han quedado incorporados en el epígrafe 20.1, de acuerdo con la tabla de equivalencia incluida en la Sección II.A) del presente Documento de Registro.

Los estados financieros anuales individuales y consolidados de Repsol YPF correspondientes a los ejercicios 2010, 2009 y 2008 pueden ser consultados por cualquier interesado en los lugares que se indican en el epígrafe 24 siguiente.

### **20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual**

#### ***20.4.1 Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica***

Las cuentas anuales, individuales y consolidadas, de Repsol YPF, S.A. correspondientes a los ejercicios 2010, 2009 y 2008 han sido auditadas por Deloitte (véase epígrafe 2—“Auditoría de cuentas” del presente Documento de Registro), sin que se hayan puesto de manifiesto salvedades en sus correspondientes informes de auditoría.

#### ***20.4.2 Indicación de otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores.***

No hay otra información en el Documento de Registro que haya sido auditada por los auditores.

El auditor ha verificado que la información contable incluida en los informes de gestión consolidados correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009, concuerda con la de las Cuentas Anuales consolidadas, de los ejercicios correspondientes.

**20.4.3** *Cuando los datos financieros del documento de registro no se hayan extraído de los estados financieros auditados del emisor, éste debe declarar la fuente de los datos y declarar que los datos no han sido auditados.*

La información suplementaria de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en la Sección II.E) no ha sido auditada.

Los demás datos financieros incorporados en el presente Documento de Registro han sido extraídos de las Cuentas Anuales consolidadas de los ejercicios 2010 y 2009.

**20.5 Edad de la información financiera más reciente**

El último año de información financiera auditada no excede en más de 18 meses a la fecha del presente Documento de Registro.

**20.6 Información intermedia y demás información financiera**

**20.6.1** *Información financiera intermedia*

La Sociedad no ha publicado información financiera intermedia desde la publicación de las cuentas anuales individuales y consolidadas correspondientes al ejercicio 2010.

**20.6.2** *Información financiera intermedia adicional*

No procede.

**20.7 Política de dividendos**

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 15—“*Patrimonio Neto*” y en la Nota 16—“*Dividendos*” de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009, respectivamente (véanse apartados C) y D) de la Sección II del presente Documento de Registro).

El importe de la distribución de dividendos es fijado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. a propuesta del Consejo de Administración. En la actualidad, Repsol YPF, S.A. no ha establecido una política de reparto de dividendos. Asimismo, el pago de dividendos que eventualmente Repsol YPF, S.A. acuerde, dependerá de diversos factores, incluyendo la evolución de sus negocios y sus resultados operativos.

## 20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 4—“*Estimaciones y juicios contables*”, en la Nota 24—“*Situación fiscal*” y en la Nota 34—“*Pasivos contingentes y compromisos*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010 (véase apartado C) de la Sección II). Dicha información se actualiza con la incluida a continuación sobre determinados litigios o arbitrajes para los cuales ha habido acontecimientos relevantes posteriores a la formulación de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010.

*Reclamaciones de ex-empleados de YPF*: Un antiguo empleado de la Compañía antes de su privatización (1992), excluido del Plan Nacional de opciones sobre acciones para empleados de la YPF estatal (**PPP**), impulsado en su día por el Gobierno argentino ha interpuesto en Bell Ville (Córdoba, Argentina) una demanda contra YPF y Repsol solicitando el reconocimiento de su condición de accionista en dicha sociedad. Asimismo, la denominada "Asociación de Antiguos Empleados de YPF" se ha personado en el procedimiento, en representación de otros antiguos empleados excluidos del PPP. Repsol entró en el capital de YPF en 1999.

El Juzgado Federal de Primera Instancia de Bell Ville, estimó inicialmente una solicitud de medidas cautelares (la **Medida Cautelar**) presentada por la parte actora y acordó la suspensión de cualquier venta de acciones de YPF o cualquier otra operación que implicase la venta, cesión o traspaso de acciones de YPF llevada a cabo por Repsol o por YPF, salvo que el demandante u otros beneficiarios del PPP (actuando a través de la Asociación de Antiguos Empleados de YPF) estuviesen involucrados o participasen en dichas operaciones.

Contra dicha medida cautelar, YPF y Repsol interpusieron recurso de apelación ante la Cámara Federal de Córdoba. El Juzgado Federal de Primera instancia admitió a trámite la apelación, suspendiendo los efectos de la Medida Cautelar. Paralelamente, en marzo de 2011 YPF obtuvo del Juez Federal de lo Contencioso-administrativo de Buenos Aires la reducción de la Medida Cautelar a solo el 10% del capital que Repsol posee de YPF. Es decir, permite a Repsol la libre disposición de sus acciones de YPF, siempre y cuando Repsol continúe ostentando, directa o indirectamente, al menos un 10% de dicho capital social.

De conformidad con la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Argentina (confirmando numerosos fallos de los Juzgados de Apelación), YPF y Repsol consideran que ninguna de ambas compañías debería ser declarado responsable por demandas de esta naturaleza relativas al PPP. En virtud de la Ley número 25.471, el Gobierno Nacional asumió con carácter exclusivo cualquier responsabilidad sobre el tema, indemnizando a su cargo a antiguos empleados de la Compañía excluidos del PPP, de acuerdo con el procedimiento que en ella se establece.

*Litigio de YPF con AES Uruguaiana Empreendimentos S.A (“AESU”)*: Con fecha 6 de Abril de 2011 el Tribunal Arbitral del Arbitraje en referencia al litigio de YPF con AES Uruguaiana Empreendimentos S.A (“AESU”) estimó la cuestión jurisdiccional planteada por YPF, disponiendo en consecuencia que todas las reclamaciones planteadas en todos los arbitrajes (“AESU contra YPF”, “TGM contra YPF” e “YPF contra AESU”) se acumularan en un solo arbitraje, el arbitraje de “YPF contra AESU” en el que comparecieran todas las partes con todas las reclamaciones formuladas en los arbitrajes acumulados.

El Grupo Repsol YPF considera que en la actualidad no existen pleitos, litigios o procedimientos penales, civiles, administrativos o arbitrales en los que se hallen incursas las sociedades del Grupo Repsol YPF, que por su cuantía, hayan afectado o puedan afectar de forma significativa la posición financiera o la rentabilidad del Grupo Repsol YPF considerado en su conjunto.

## **20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor**

Desde el 31 de diciembre de 2010, fecha de los últimos estados financieros publicados, no se ha producido ningún cambio significativo en la posición financiera o comercial del Grupo Repsol YPF.

## **21. INFORMACIÓN ADICIONAL**

### **21.1 Capital social**

#### ***21.1.1 Importe del capital emitido***

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 15—“*Patrimonio neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010, así como, dentro del informe de gestión correspondiente al ejercicio 2010, en la letra A. del apartado “*Contenido adicional al informe de gestión*” (véase Sección II.C)). Esta información se complementa con lo que se recoge a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, el capital social de Repsol YPF, S.A. es de 1.220.863.463 euros, dividido en 1.220.863.463 acciones ordinarias representadas por medio de anotaciones en cuenta de una única serie y de un valor nominal de 1 euro cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas.

#### ***a) Número de acciones autorizadas***

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2010 acordó autorizar al Consejo de Administración, para que, al amparo de lo previsto en el artículo 297.1.b) de la LSC, pueda aumentar el capital social en una o varias veces y en cualquier momento, dentro del plazo de 5 años, en la cantidad máxima de 610.431.731 acciones cifra que es inferior en cincuenta céntimos de euro a la mitad del capital social de Repsol YPF, S.A.

Los aumentos de capital al amparo de esta autorización se realizarán mediante la emisión y puesta en circulación de nuevas acciones –con o sin prima– cuyo contravalor consistirá en aportaciones dinerarias. En relación con cada aumento, corresponderá al Consejo de Administración decidir si las nuevas acciones a emitir son ordinarias o sin voto, y fijar, en todo lo no previsto, los términos y condiciones de los aumentos de capital y las características de las acciones, así como ofrecer libremente las nuevas acciones no suscritas en el plazo o plazos de ejercicio del derecho de suscripción preferente.

El Consejo de Administración podrá también establecer que, en caso de suscripción incompleta, el capital quedará aumentado sólo en la cuantía de las suscripciones efectuadas y dar nueva redacción a los artículos de los Estatutos sociales relativos al capital y número de acciones. Asimismo, en relación con los aumentos de capital que se realicen al amparo de esta autorización, el Consejo de Administración podrá decidir la exclusión, total o parcialmente, del derecho de suscripción preferente, si bien esta facultad quedará limitada a ampliaciones de capital que se realicen al amparo de la presente delegación hasta la cantidad máxima correspondiente al 20% del capital social de Repsol YPF, S.A. en el momento de esta autorización.

Igualmente, el Consejo de Administración está igualmente autorizado para delegar a favor de la Comisión Delegada y/o en uno o varios de los miembros del Consejo o apoderados de la Sociedad las facultades conferidas en virtud de este acuerdo.

***b) Número de acciones emitidas e íntegramente pagadas y las emitidas pero no pagadas íntegramente.***

A la fecha del presente Documento de Registro, todas las acciones emitidas de Repsol YPF, S.A. están íntegramente desembolsadas.

***c) Valor nominal por acción, o que las acciones no tienen ningún valor nominal***

El valor nominal unitario por acción es de 1 euro.

***d) Número de acciones de la sociedad en circulación al inicio y al final del ejercicio 2010***

El número de acciones de Repsol YPF, S.A. en circulación durante todo el ejercicio 2010 ha sido de 1.220.863.463 acciones.

***21.1.2 Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones.***

No existen acciones que no representen el capital.

***21.1.3 Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales.***

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 15—“*Patrimonio neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010, así como, dentro del informe de gestión correspondiente al ejercicio 2010, en el apartado “*Situación financiera*” y en la letra A. del apartado “*Contenido adicional al informe de gestión*” (véase Sección II.C)). Esta información se actualiza con lo que se recoge a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, ninguna sociedad del Grupo Repsol YPF es titular de acciones de Repsol YPF, S.A.

***21.1.4 Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con garantías, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción.***

A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol YPF, S.A. no ha emitido valores canjeables ni convertibles en acciones o *warrants*.

**21.1.5 Información y condiciones de cualquier derecho de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital.**

Al margen de lo dispuesto en el epígrafe 21.1.1 a), a la fecha del presente Documento de Registro no existen derechos de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital.

**21.1.6 Información sobre cualquier capital de cualquier miembro del grupo que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción y detalles de esas opciones, incluidas las personas a las que se dirigen esas opciones.**

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 31—“Desinversiones” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2010 (véase Sección II.C)). Esta información se complementa con la contenida en el epígrafe 22 del presente Documento de Registro (este último relativo al acuerdo entre Repsol YPF y Petersen Energía, S.A. para la venta de un porcentaje del capital de YPF).

Al margen de lo indicado en el párrafo anterior, Repsol YPF no ha otorgado ninguna opción de compra o suscripción, que esté vigente sobre las acciones de ninguna de las sociedades que conforman el Grupo Repsol YPF.

**21.2 Estatutos y escritura de constitución**

**21.2.1 Descripción de los objetivos y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución.**

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2 de los Estatutos Sociales, Repsol YPF, S.A. tiene por objeto:

- I. La investigación, exploración, explotación, importación, almacenamiento, refino, petroquímica y demás operaciones industriales, transporte, distribución, venta, exportación y comercialización de hidrocarburos de cualquier clase, sus productos derivados y residuos.*
- II. La investigación y desarrollo de otras fuentes de energía distintas a las derivadas de los hidrocarburos y su explotación, fabricación, importación, almacenamiento, distribución, transporte, venta, exportación y comercialización.*
- III. La explotación de inmuebles y de la propiedad industrial y la tecnología de que disponga la Sociedad.*
- IV. La comercialización de todo tipo de productos en instalaciones anexas a estaciones de servicio y aparatos surtidores y a través de las redes de comercialización de los productos de fabricación propia, así como la prestación de servicios vinculados al consumo o utilización de estos últimos.*

- V. *La prestación a sus sociedades participadas de servicios de planificación, gestión comercial, “factoring” y asistencia técnica o financiera, con exclusión de las actividades que se hallen legalmente reservadas a entidades financieras o de crédito.”*

Sin perjuicio de su obtención o consulta en el Registro Mercantil de Madrid, cualquier persona interesada puede consultar los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. en el domicilio social de la misma, sito en la calle Paseo de la Castellana 278, Madrid, e igualmente a través de la página *web* de Repsol YPF [www.repsol.com](http://www.repsol.com), la cual no forma parte del presente Documento de Registro.

La Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011 aprobó la modificación de varios artículos de los Estatutos Sociales con la finalidad (i) de adaptar su redacción al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital y a la Ley 12/2010, de 30 de junio, por la que se modifican la Ley de Auditoría de Cuentas (Ley 19/1988), la Ley del Mercado de Valores (Ley 24/1988) y el derogado Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas (La Ley de Reforma de la Ley de Auditoría de Cuentas); (ii) introducir la figura del Consejero Independiente Coordinador; y (iii) contemplar el reparto de dividendos en especie. A la fecha del presente Documento de Registro, estas modificaciones, cuyo texto se encuentra disponible en la página *web* de la Sociedad [www.repsol.com](http://www.repsol.com) (la cual no forma parte del presente Documento de Registro) se encuentran pendientes de inscripción en el Registro Mercantil de Madrid.

La escritura de constitución de Repsol YPF, S.A. puede ser consultada en el Registro Mercantil de Madrid.

#### **21.2.2 Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativo a los miembros de los órganos administrativo, de gestión y de supervisión.**

Las cláusulas relativas a los miembros de los órganos administrativos, de gestión y de supervisión, se recogen en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración. Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorpora por referencia al presente Documento de Registro el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. que puede consultarse en la página *web* de Repsol YPF [www.repsol.com](http://www.repsol.com), la cual no forma parte del presente Documento de Registro, y en la de la CNMV ([www.cnmv.es](http://www.cnmv.es)).

El Capítulo Tercero del Reglamento del Consejo contiene el Estatuto Jurídico del Consejero de Repsol YPF, S.A. en el que se regulan cuestiones como el nombramiento, reelección, ratificación y cese; régimen de incompatibilidades; duración del cargo; deberes generales; deber de confidencialidad; obligación de no competencia, uso de información y activos sociales; oportunidades de negocios; operaciones vinculadas; derecho de asesoramiento e información y régimen retributivo del Consejero.

El Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. aprobó el 23 de febrero de 2011 una modificación del Reglamento del Consejo de Administración. Dicha modificación tuvo por finalidad incorporar en el sistema de gobierno corporativo de Repsol YPF la figura del Consejero Independiente Coordinador o *Lead Independent Director* y adaptar el artículo 32, relativo a la Comisión de Auditoría y Control, a la redacción dada a la Disposición Adicional 18ª de la Ley del Mercado de Valores por la Ley de Reforma de la Ley de Auditoría de Cuentas. A la fecha del presente Documento de Registro, estas



modificaciones, cuyo texto se encuentra disponible en la página web de la Sociedad [www.repsol.com](http://www.repsol.com) (la cual no forma parte del presente Documento de Registro) se encuentran pendientes de inscripción en el Registro Mercantil de Madrid.

**21.2.4 Descripción de qué se debe hacer para cambiar los derechos de los tenedores de las acciones, indicando si las condiciones son más significativas que las que requiere la ley.**

La modificación de los derechos de los accionistas de Repsol YPF, S.A. requiere la modificación de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A.

Los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. no establecen condiciones distintas de las contenidas en la LSC para su modificación, con excepción de la modificación del último párrafo del artículo 27, relativo al número máximo de votos que puede emitir en la Junta General un accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo. Dicho acuerdo, así como el acuerdo de modificación de esta norma especial, contenida en el último párrafo del artículo 22 de los mencionados Estatutos Sociales, requieren, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital social con derecho de voto concurrente a la Junta General.

**21.2.5 Descripción de las condiciones que rigen la manera de convocar las juntas generales anuales y las juntas generales extraordinarias de accionistas, incluyendo las condiciones de admisión.**

La Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011 aprobó la modificación de varios artículos del Reglamento de la Junta General de Accionistas con la finalidad de adaptar su redacción al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital y a la Ley de Reforma de la Ley de Auditoría de Cuentas, en términos similares a las modificaciones de los Estatutos Sociales antes mencionadas. A la fecha del presente Documento de Registro, estas modificaciones, cuyo texto se encuentra disponible en la página web de la Sociedad [www.repsol.com](http://www.repsol.com) (la cual no forma parte del presente Documento de Registro) se encuentran pendientes de inscripción en el Registro Mercantil de Madrid.

**Convocatoria**

1. La Junta General, Ordinaria o Extraordinaria, se convocará por el Consejo de Administración mediante anuncio publicado, al menos, en el Boletín Oficial del Registro Mercantil y en la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)), por lo menos un mes antes de la fecha fijada para su celebración, salvo en los casos en que la ley establezca una antelación diferente, en cuyo caso se estará a lo que ésta disponga.

El anuncio contendrá las menciones legalmente exigibles y, en todo caso, expresará el nombre de la Sociedad, la fecha, hora y lugar de la reunión en primera convocatoria y todos los asuntos que vayan a tratarse incluidos en el Orden del Día. Asimismo, hará constar la fecha y hora en la que, si procediera, se reunirá la Junta General en segunda convocatoria. Entre la primera y la segunda convocatoria deberá mediar, por lo menos, un plazo de 24 horas. El anuncio consignará igualmente el lugar y el horario en el que estarán a disposición del accionista los documentos que se sometan a la aprobación de la Junta General, aquellos otros documentos que sean legalmente preceptivos y los

que, adicionalmente, decida el Consejo de Administración, sin perjuicio de la facultad que asiste al accionista de solicitar y recibir el envío gratuito de todos los documentos mencionados.

Si la Junta General, debidamente convocada, no se celebrara en primera convocatoria ni se hubiese previsto en el anuncio la fecha de la segunda, deberá ésta ser anunciada, con los mismos requisitos de publicidad que la primera, dentro de los quince días siguientes a la fecha de la Junta General no celebrada y con 8 días de antelación a la fecha de la reunión.

Se enviará una copia del mismo a las Bolsas en las que coticen las acciones y a las entidades depositarias de las acciones para que procedan a la emisión de las tarjetas de asistencia.

2. El Consejo deberá convocar Junta General Extraordinaria cuando lo solicite un número de socios titular de, al menos, un 5% del capital social, expresando en la solicitud los asuntos a tratar. En este caso, el Consejo de Administración dispondrá como máximo de 15 días, contados desde que hubiere sido requerido notarialmente al efecto, para convocar la reunión con la antelación mínima legalmente exigible.
3. Los accionistas que representen, al menos, el 5% del capital social podrán solicitar que se publique un complemento de la convocatoria de la Junta General incluyendo uno o más puntos en el orden del día. El ejercicio de este derecho deberá hacerse mediante notificación fehaciente, donde se acreditará la titularidad del indicado porcentaje del capital y que habrá de recibirse en el domicilio social dentro de los 5 días siguientes a la publicación de la convocatoria. El complemento de la convocatoria deberá publicarse en el Boletín Oficial del Registro Mercantil y en la página web de la Sociedad con quince días de antelación como mínimo a la fecha establecida para la reunión de la Junta.
4. Además de lo exigido por disposición legal o estatutaria, desde la fecha de publicación de la convocatoria de la Junta General, Repsol YPF, S.A. publicará a través de su página *web* el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del orden del día, incluyendo, en el caso de propuestas de nombramiento de administradores, la información a la que se refiere el apartado 13 del artículo 47 de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. (su perfil profesional y biográfico; la relación de otros consejos de administración de los que forme parte; la indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca señalándose, en el caso de dominicales, el accionista al que representa o con quien tenga vínculos; la fecha de su primer nombramiento y de los posteriores; y las acciones de Repsol YPF, S.A. y opciones sobre las mismas de las que sean titulares). Se excepcionarán aquellos supuestos en los que, tratándose de propuestas para las que la ley o los Estatutos no requieran su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo estime que concurren motivos justificados para no hacerlo.

Asimismo, cuando exista un complemento de la convocatoria, desde la fecha de su publicación, Repsol YPF, S.A. hará públicas a través de su página *web* el texto de las propuestas a que dicho complemento se refiera, siempre que hayan sido remitidas a Repsol YPF, S.A.

### ***Derecho de asistencia y ejercicio del voto***

1. Podrán asistir a la Junta General los accionistas que sean titulares de cualquier número de acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con 5 días de antelación a su celebración, y dispongan de la correspondiente tarjeta de asistencia, que se expedirá con carácter nominativo por las entidades que legalmente corresponda. Dichas entidades deberán enviar a Repsol YPF, S.A., antes de la fecha establecida para la celebración de la Junta, la relación de las tarjetas que hayan expedido a solicitud de sus respectivos clientes.

El Consejo de Administración podrá, dando cuenta de ello en cada convocatoria, y mientras no haya sido establecido legalmente un modelo único de tarjeta de asistencia, establecer el canje de las tarjetas de asistencia emitidas por la entidad adherida, que con carácter nominativo hayan sido expedidas por las entidades que legalmente corresponda, por otros documentos normalizados de registro de la asistencia a la Junta expedidos por Repsol YPF, S.A., para facilitar la elaboración de la lista de asistentes, el ejercicio del derecho de voto y demás derechos inherentes a la condición de accionista.

El registro de las tarjetas de asistencia comenzará 2 horas antes de la señalada para la celebración de la Junta.

2. El voto de las propuestas sobre puntos comprendidos en el Orden del Día de cualquier clase de Junta General, podrá delegarse o ejercitarse por el accionista mediante correspondencia postal, electrónica o cualquier otro medio de comunicación a distancia, siempre que se garantice debidamente la identidad del sujeto que ejerce su derecho de voto. Los accionistas que emitan sus votos a distancia deberán ser tenidos en cuenta a efectos de constitución de la Junta como presentes.

En función de las disposiciones vigentes en cada momento y del estado de la técnica, el Consejo de Administración establecerá para cada Junta el procedimiento más adecuado para la delegación o el ejercicio del derecho de voto por medio de comunicación a distancia. Dicho procedimiento será descrito con detalle en la convocatoria de la Junta.

#### ***21.2.7 Cláusulas estatutarias o reglamento interno, en su caso, que rija el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad del accionista.***

No existe ninguna disposición en los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. ni en ninguno de sus reglamentos internos que establezca el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad de sus accionistas.

## 22. CONTRATOS RELEVANTES

A continuación se describen los contratos relevantes, al margen de los contratos celebrados en el desarrollo corriente de la actividad empresarial, de los cuales es parte el Grupo Repsol YPF.

### *Acuerdo entre Repsol YPF y Petersen Energía, S.A. para la venta de hasta el 25% de YPF*

Repsol YPF y Petersen Energía, S.A. (“**Petersen**”), tras suscribir el 21 de diciembre de 2007 un acuerdo de intenciones (*memorandum of understanding*), el 21 de febrero de 2008 formalizaron un contrato de compraventa de acciones para la adquisición por Petersen de 58.603.606 acciones (Clase D) de YPF, representadas por ADSs (*American Depositary Shares*) y equivalentes al 14,9% de su capital social. El precio de la venta fue de 2.235 millones de dólares (1.768 euros aplicando un tipo de cambio de 0,79 dólares por 1 euro), de los cuales 1.015 millones de dólares (803 euros aplicando un tipo de cambio de 0,79 dólares por 1 euro) fueron prestados por Repsol YPF a Petersen en virtud de un contrato de crédito subordinado garantizado.

Repsol YPF y Petersen firmaron dos acuerdos adicionales para que en un plazo máximo de 4 años, Petersen pueda ejecutar, en condiciones financieramente equivalentes, sendas opciones de compra sobre participaciones adicionales del 0,1% y del 10% del capital social de YPF, respectivamente. La primera de dichas opciones de compra fue ejecutada el 12 de noviembre de 2008 mediante la formalización de un contrato de compraventa de acciones para la adquisición por parte de Petersen de 393.313 acciones (Clase D) de YPF, representadas por ADSs (*American Depositary Shares*) y equivalentes al 0,1% de su capital social. El precio de la venta fue de 13 millones de dólares (10 millones de euros). Estas ventas generaron un beneficio consolidado antes de impuestos de 88 millones de euros. (Véase Nota 31—“*Desinversiones*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2009 incluidas en las Sección II.C)).

Repsol YPF tiene derecho a nombrar la mayoría de los miembros del Consejo de Administración de YPF en tanto que mantenga una participación mayoritaria en el capital social de YPF y Petersen tendrá representación en el Consejo de Administración de YPF, cuya composición debe reflejar la estructura accionarial de la misma. No obstante, ciertas decisiones sobre YPF requieren el consenso entre Repsol YPF y Petersen.

Asimismo, Repsol YPF y Petersen contemplaron la posibilidad de que Repsol YPF pueda realizar una oferta pública de venta de acciones (OPV) de YPF en un porcentaje que en ningún caso podría ser inferior al 10% del capital social de YPF.

De acuerdo con lo establecido en el estatuto social de YPF, en relación con accionistas que alcancen o superen una participación del 15% del capital social de YPF, Petersen Energía Inversora, S.A. (PEISA) formalizó una oferta de adquisición de acciones (OPA) sobre el resto del capital social de YPF propiedad de terceros a un precio de US\$ 49,45 por acción o ADS. Repsol YPF, de acuerdo con lo establecido en el contrato de primera opción con Petersen Energía, manifestó que no acudiría a la OPA. El periodo de oferta de la OPA comenzó el 11 de septiembre de 2008 y expiró el 20 de octubre de 2008. En virtud de la OPA, PEISA adquirió un total de 1.816.879 acciones y ADSs de YPF, representando el 0,462% de su capital social.

Mediante carta con fecha 3 de mayo de 2011, el Grupo Petersen notificó a Repsol YPF el ejercicio de la segunda opción de compra para la adquisición de 39.331.279 acciones ordinarias Clase D de YPF, S.A. (en la forma de *American Depositary Shares*), representativas de un 10% del capital social de YPF, S.A. conforme a los acuerdos suscritos el 21 de febrero de 2008 y por un precio total de 1.304 millones de dólares.

### ***Acuerdo de Repsol YPF con la Caixa para el control conjunto de Gas Natural***

El 11 de enero de 2000, Repsol YPF y la Caixa firmaron un acuerdo en relación con Gas Natural, que fue modificado el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003.

Los aspectos más significativos de estos acuerdos con la Caixa son los siguientes:

- Repsol YPF y la Caixa controlarán conjuntamente Gas Natural de conformidad con los principios de transparencia, independencia y diligencia profesional.
- El Consejo de Administración de Gas Natural estará compuesto por 17 consejeros. Repsol YPF y la Caixa tendrán derecho a proponer 5 consejeros cada una. Repsol YPF y la Caixa votarán a favor de los consejeros propuestos por la otra parte. Un consejero será propuesto por Caixa de Catalunya y los 6 restantes serán consejeros independientes.
- La Caixa propondrá al Presidente del Consejo de Administración de Gas Natural y Repsol YPF propondrá al Consejero Delegado, comprometiéndose una y otra parte a que los consejeros por cada una propuestos y nombrados apoyen la designación de estos cargos dentro del Consejo de Administración.
- La Comisión Ejecutiva de Gas Natural estará constituida por 8 miembros, 3 de los cuales serán propuestos por Repsol YPF y 3 más por la Caixa de entre los consejeros propuestos para el Consejo de Administración de Gas Natural, incluyendo al Presidente y al Consejero Delegado. Los 2 consejeros ejecutivos restantes serán consejeros independientes.
- Con anterioridad a la presentación del Consejo de Administración de Gas Natural, Repsol YPF y la Caixa acordarán conjuntamente (i) el plan estratégico de Gas Natural, que incluirá todas las decisiones que afectan a las líneas fundamentales de la estrategia de Gas Natural; (ii) la estructura organizativa de Gas Natural; (iii) el presupuesto anual de Gas Natural, (iv) las operaciones de concentración; y (v) cualquier adquisición o enajenación de activos que sean sustanciales en las líneas de desarrollo estratégico de Gas Natural.

Estos acuerdos permanecerán en vigor en tanto que Repsol YPF y la Caixa sean titulares de una participación mínima del 15% en el capital de de Gas Natural.

**23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS.**

**23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos**

El presente Documento de Registro no incluye declaraciones o informes atribuidos a expertos.

**23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos**

No procede.

## 24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA

Durante el periodo de validez del presente Documento de Registro, los siguientes documentos de Repsol YPF, S.A. pueden inspeccionarse donde se indica a continuación:

<b>Documento</b>	<b>Domicilio social Repsol YPF</b>	<b>Página web Repsol YPF<sup>(1)</sup></b>	<b>Página web CNMV<sup>(2)</sup></b>	<b>Registro Mercantil de Madrid</b>
Escritura de constitución .....	Sí	No	No	Sí
Estatutos Sociales.....	Sí	Sí	No	Sí <sup>(3)</sup>
Reglamento de la Junta General de Accionistas .....	Sí	Sí	Sí	Sí <sup>(4)</sup>
Reglamento del Consejo de Administración.....	Sí	Sí	Sí	Sí <sup>(5)</sup>
Reglamento Interno de Conducta en el Mercado de Valores.....	Sí	Sí	Sí	No
Informe Anual de Gobierno Corporativo 2010, 2009 y 2008.....	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas anuales individuales e informe de gestión correspondiente a los ejercicios 2010 y 2009.....	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas anuales individuales e informe de gestión correspondiente a los ejercicios 2009 y 2008 .....	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales consolidadas e informe de gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2010 y 2009.....	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales consolidadas e informe de gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2009 y 2008.....	Sí	Sí	Sí	Sí

(1) [www.repsol.com](http://www.repsol.com), la cual no forma parte del presente Documento de Registro.

(2) [www.cnmv.es](http://www.cnmv.es).

(3) A la fecha del presente Documento de Registro, las modificaciones de los Estatutos Sociales aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011 se encuentran pendientes de inscripción en el Registro Mercantil de Madrid.

(4) A la fecha del presente Documento de Registro, las modificaciones del Reglamento de la Junta General de Accionistas, aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, se encuentran pendientes de inscripción en el Registro Mercantil de Madrid.

(5) A la fecha del presente Documento de Registro, las modificaciones del Reglamento del Consejo de Administración aprobadas por el Consejo de Administración en su reunión celebrada el 23 de febrero de 2011, se encuentran pendientes de inscripción en el Registro Mercantil de Madrid.

## **25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES**

El epígrafe 7.2 del presente Documento de Registro incluye denominación, localidad, actividad, y porcentaje de participación de Repsol YPF, S.A. en las principales sociedades del Grupo Repsol YPF. La información financiera sobre su posición financiera, pérdidas o beneficios se recoge, con carácter general, en el Anexo I de las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF correspondientes al ejercicio 2010 (véase el apartado C de la Sección II del presente Documento de Registro).



Este Documento de Registro está visado en todas sus páginas y firmado a 10 de mayo de 2011.

Firmado en representación de Repsol YPF, S.A.  
p.p.

---

D. Luis López-Tello Díaz-Aguado  
Director Corporativo Económico y Fiscal

**C) CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL YPF, S.A. Y SUS SOCIEDADES DEPENDIENTES CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2010.**

# **Repsol YPF, S.A. y Sociedades Dependientes**

Informe de Auditoría

Cuentas Anuales Consolidadas del  
ejercicio terminado el 31 de diciembre  
de 2010 e Informe de Gestión  
Consolidado

## INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

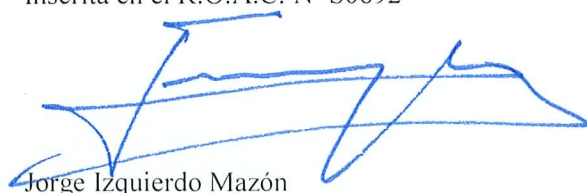
A los Accionistas de  
Repsol YPF, S.A.:

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol YPF) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2010, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la nota 3 de la memoria adjunta, los administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo Repsol YPF, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación. Nuestro trabajo no incluyó el examen de las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural SDG, S.A. y sociedades dependientes, en la que al 31 de diciembre de 2010 el Grupo Repsol YPF participaba en un 30,129% y cuyos activos y resultado neto representan un 20,3% y un 7,7% respectivamente, de las correspondientes cifras consolidadas del Grupo Repsol YPF a dicha fecha. Las cuentas anuales consolidadas de la mencionada sociedad participada han sido auditadas por otro auditor y nuestra opinión expresada en este informe sobre las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes se basa, en lo relativo a estas sociedades participadas, únicamente en el informe de otros auditores.

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en el informe de otros auditores, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2010 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2010, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y, de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2010 contiene las explicaciones que los administradores de Repsol YPF, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol YPF, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2010. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.  
Inscrita en el R.O.A.C. N° S0692



Jorge Izquierdo Mazón  
24 de febrero de 2011

**CUENTAS ANUALES DE REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES  
PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL  
YPF (GRUPO CONSOLIDADO)  
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2010**

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009**

<b>ACTIVO</b>	Nota	Millones de euros	
		<b>31/12/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
Inmovilizado Intangible:		7.453	6.818
a) Fondo de Comercio	5	4.617	4.733
b) Otro inmovilizado intangible	6	2.836	2.085
Inmovilizado material	7	33.585	31.900
Inversiones inmobiliarias	8	26	35
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	10	585	531
Activos financieros no corrientes	12	1.789	1.732
Activos por impuesto diferido	24	1.993	2.021
Otros activos no corrientes	12	322	273
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		<b>45.753</b>	<b>43.310</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	11	340	746
Existencias	13	5.837	4.233
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		8.569	6.773
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	14	5.795	4.644
b) Otros deudores	14	2.405	1.909
c) Activos por impuesto corriente		369	220
Otros activos financieros corrientes	12	684	713
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	12	6.448	2.308
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		<b>21.878</b>	<b>14.773</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>67.631</b>	<b>58.083</b>

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Balances de Situación consolidados.

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009**

<b>PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>	Nota	Millones de euros	
		<b>31/12/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Capital		1.221	1.221
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		247	247
Resultados de ejercicios anteriores		13.309	12.619
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		4.693	1.559
Dividendo a cuenta		(641)	(519)
<b>FONDOS PROPIOS</b>	<b>15</b>	<b>25.257</b>	<b>21.555</b>
Activos financieros disponibles para la venta		6	2
Operaciones de cobertura		(131)	(120)
Diferencias de conversión		(992)	(1.486)
<b>AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR</b>	<b>15</b>	<b>(1.117)</b>	<b>(1.604)</b>
<b>PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE</b>	<b>15</b>	<b>24.140</b>	<b>19.951</b>
<b>INTERESES MINORITARIOS</b>	<b>15</b>	<b>1.846</b>	<b>1.440</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>		<b>25.986</b>	<b>21.391</b>
Subvenciones	16	110	124
Provisiones no corrientes	17	3.772	3.097
Pasivos financieros no corrientes:	19	14.940	15.411
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		14.805	15.268
b) Otros pasivos financieros		135	143
Pasivos por impuesto diferido	24	3.387	3.395
Otros pasivos no corrientes	22	3.663	2.672
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		<b>25.872</b>	<b>24.699</b>
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	11	153	185
Provisiones corrientes	17	404	282
Pasivos financieros corrientes:	19	4.362	3.499
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		4.224	3.433
b) Otros pasivos financieros		138	66
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		10.854	8.027
a) Proveedores	23	4.539	3.491
b) Otros acreedores	23	5.550	4.127
c) Pasivos por impuesto corriente	23	765	409
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		<b>15.773</b>	<b>11.993</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>		<b>67.631</b>	<b>58.083</b>

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Balances de Situación consolidados.

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009**

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2010	31/12/2009
		Importe	Importe
Ventas		53.663	45.827
Ingresos prestación servicios y otros ingresos		1.872	1.450
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		517	94
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		3.188	371
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	16	15	16
Otros ingresos de explotación		1.175	1.274
<b>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>26</b>	<b>60.430</b>	<b>49.032</b>
Aprovisionamientos		(36.184)	(31.433)
Gastos de personal		(2.411)	(2.087)
Otros gastos de explotación		(9.916)	(8.503)
Amortización del inmovilizado		(3.947)	(3.620)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(351)	(145)
<b>GASTOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>26</b>	<b>(52.809)</b>	<b>(45.788)</b>
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>		<b>7.621</b>	<b>3.244</b>
Ingresos Financieros		159	173
Gastos financieros		(1.086)	(1.012)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		(255)	192
Diferencias de cambio		173	148
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		1	31
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>27</b>	<b>(1.008)</b>	<b>(468)</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS</b>		<b>6.613</b>	<b>2.776</b>
Impuesto sobre Beneficios	24	(1.742)	(1.130)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	10	76	86
<b>Resultado procedente de operaciones continuadas</b>		<b>4.947</b>	<b>1.732</b>
<b>Resultado procedente de operaciones interrumpidas</b>		<b>-</b>	<b>12</b>
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>		<b>4.947</b>	<b>1.744</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios		(254)	(185)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>		<b>4.693</b>	<b>1.559</b>
<b>BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>			
Básico (euros)	15	3,84	1,29
Diluido (euros)		3,84	1,29

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estas Cuentas de Pérdidas y Ganancias consolidadas.



**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre 2010 y 2009**

	Millones de euros	
	<u>31/12/2010</u>	<u>31/12/2009</u>
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (de la Cuenta de pérdidas y ganancias)</b>	<b>4.947</b>	<b>1.744</b>
<b>INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:</b>		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	6	51
Por coberturas de flujos de efectivo	(73)	(12)
Diferencias de conversión	811	(427)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(15)	14
Entidades valoradas por el método de la participación	(25)	4
Efecto impositivo	(96)	(157)
<b>TOTAL</b>	<b>608</b>	<b>(527)</b>
<b>TRANSFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:</b>		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(1)	(30)
Por coberturas de flujos de efectivo	93	44
Diferencias de conversión	(172)	(1)
Efecto impositivo	(25)	(7)
<b>TOTAL</b>	<b>(105)</b>	<b>6</b>
<b>TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS</b>	<b>5.450</b>	<b>1.223</b>
a) Atribuidos a la entidad dominante	5.128	1.032
b) Atribuidos a intereses minoritarios	322	191

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Ingresos y Gastos Reconocidos consolidados.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF

Estados de cambios en el patrimonio neto consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009

En millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios				Total Patrimonio Neto			
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Ajustes por cambios de valor	atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
<b>Saldo final al 31/12/2008</b>	<b>1.221</b>	<b>17.468</b>	<b>(241)</b>	<b>2.555</b>	<b>(1.169)</b>	<b>19.834</b>	<b>1.170</b>	<b>21.004</b>
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo inicial ajustado</b>	<b>1.221</b>	<b>17.468</b>	<b>(241)</b>	<b>2.555</b>	<b>(1.169)</b>	<b>19.834</b>	<b>1.170</b>	<b>21.004</b>
<b>Total Ingresos / (gastos) reconocidos</b>	-	<b>8</b>	-	<b>1.559</b>	<b>(535)</b>	<b>1.032</b>	<b>191</b>	<b>1.223</b>
<b>Operaciones con socios o propietarios</b>								
Distribución de dividendos	-	(1.153)	-	-	-	(1.153)	(208)	(1.361)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(11)	241	-	-	230	-	230
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	286	286
<b>Otras variaciones de patrimonio neto</b>								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	2.455	-	(2.555)	100	-	-	-
Otras variaciones	-	8	-	-	-	8	1	9
<b>Saldo final al 31/12/2009</b>	<b>1.221</b>	<b>18.775</b>	-	<b>1.559</b>	<b>(1.604)</b>	<b>19.951</b>	<b>1.440</b>	<b>21.391</b>
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo inicial ajustado</b>	<b>1.221</b>	<b>18.775</b>	-	<b>1.559</b>	<b>(1.604)</b>	<b>19.951</b>	<b>1.440</b>	<b>21.391</b>
<b>Total Ingresos / (gastos) reconocidos</b>	-	<b>(8)</b>	-	<b>4.693</b>	<b>443</b>	<b>5.128</b>	<b>322</b>	<b>5.450</b>
<b>Operaciones con socios o propietarios</b>								
Distribución de dividendos	-	(1.160)	-	-	-	(1.160)	(225)	(1.385)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	180	-	-	44	224	312	536
<b>Otras variaciones de patrimonio neto</b>								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	1.559	-	(1.559)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(3)	-	-	-	(3)	(3)	(6)
<b>Saldo final al 31/12/2010</b>	<b>1.221</b>	<b>19.343</b>	-	<b>4.693</b>	<b>(1.117)</b>	<b>24.140</b>	<b>1.846</b>	<b>25.986</b>

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Cambios en el Patrimonio Neto consolidados.

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Estados de flujos de efectivo consolidados correspondientes a los ejercicios terminados**  
**al 31 de diciembre de 2010 y 2009**

En millones de euros

	Notas	31/12/2010	31/12/2009
<b>Resultado antes de impuestos y participadas</b>	<b>28</b>	<b>6.613</b>	<b>2.776</b>
<b>Ajustes de resultado</b>		<b>2.583</b>	<b>3.973</b>
Amortización del inmovilizado	6 y 7	3.947	3.620
Otros ajustes del resultado (netos)		(1.364)	353
<b>Cambios en el capital corriente</b>		<b>(1.693)</b>	<b>(590)</b>
<b>Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:</b>		<b>(1.861)</b>	<b>(1.394)</b>
Cobros de dividendos		72	86
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.627)	(1.168)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(306)	(312)
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación</b>		<b>5.642</b>	<b>4.765</b>
<b>Pagos por inversiones:</b>	<b>5-8 y 30</b>	<b>(5.106)</b>	<b>(9.003)</b>
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		(41)	(4.463)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(4.858)	(4.348)
Otros activos financieros		(207)	(192)
<b>Cobros por desinversiones:</b>	<b>31</b>	<b>5.060</b>	<b>1.093</b>
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		4.719	413
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		171	373
Otros activos financieros		170	307
<b>Otros flujos de efectivo</b>		<b>(27)</b>	<b>56</b>
<b>Flujos de Efectivo de las actividades de inversión</b>		<b>(73)</b>	<b>(7.854)</b>
<b>Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:</b>	<b>15</b>	<b>-</b>	<b>230</b>
Enajenación		-	230
<b>Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero</b>	<b>19</b>	<b>488</b>	<b>4.665</b>
Emisión		11.200	10.618
Devolución y amortización		(10.712)	(5.953)
<b>Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio</b>	<b>15</b>	<b>(806)</b>	<b>(1.935)</b>
<b>Otros flujos de efectivo de actividades de financiación</b>		<b>(1.141)</b>	<b>(455)</b>
Pagos de intereses		(962)	(776)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(179)	321
<b>Flujos de Efectivo de las actividades de financiación</b>		<b>(1.459)</b>	<b>2.505</b>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		30	(30)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		4.140	(614)
<b>Efectivo y equivalentes al inicio del periodo</b>	<b>12</b>	<b>2.308</b>	<b>2.922</b>
<b>Efectivo y equivalentes al final del periodo</b>	<b>12</b>	<b>6.448</b>	<b>2.308</b>
<b>COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>		<b>31/12/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
(+) Caja y bancos		2.120	1.079
(+) Otros activos financieros		4.328	1.229
<b>TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO</b>		<b>6.448</b>	<b>2.308</b>

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Flujos de Efectivo.

# REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL YPF

## MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2010

### INDICE

(1)	INFORMACIÓN GENERAL.....	11
(2)	MARCO REGULATORIO .....	12
(3)	BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES .....	24
3.1	Bases de presentación .....	24
3.2	Nuevos estándares emitidos .....	25
3.3	Políticas Contables.....	26
3.3.1)	Principios de consolidación.....	26
3.3.2)	Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes .....	28
3.3.3)	Compensación de saldos y transacciones.....	28
3.3.4)	Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera.....	29
3.3.5)	Fondo de comercio.....	29
3.3.6)	Otro inmovilizado intangible .....	29
3.3.7)	Inmovilizado material .....	32
3.3.8)	Inversiones inmobiliarias .....	35
3.3.9)	Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas .....	35
3.3.10)	Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio .....	36
3.3.11)	Activos financieros corrientes y no corrientes .....	37
3.3.12)	Existencias .....	39
3.3.13)	Efectivo y otros activos líquidos equivalentes .....	39
3.3.14)	Beneficio por acción .....	39
3.3.15)	Pasivos financieros.....	40
3.3.16)	Provisiones.....	40
3.3.17)	Pensiones y obligaciones similares .....	40
3.3.18)	Subvenciones .....	41
3.3.19)	Ingresos diferidos.....	42
3.3.20)	Arrendamientos.....	42
3.3.21)	Impuesto sobre beneficios.....	43
3.3.22)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	44
3.3.23)	Operaciones con derivados financieros.....	44
3.3.24)	Metodología para la estimación del valor recuperable.....	46

(4)	ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES .....	47
(5)	FONDO DE COMERCIO.....	48
(6)	OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE .....	50
(7)	INMOVILIZADO MATERIAL.....	52
(8)	INVERSIONES INMOBILIARIAS.....	54
(9)	PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS .....	55
(10)	INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	55
(11)	ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS.....	57
(12)	ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	60
(13)	EXISTENCIAS.....	64
(14)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR .....	65
(15)	PATRIMONIO NETO .....	66
(16)	SUBVENCIONES .....	70
(17)	PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	70
(18)	PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL.....	72
(19)	PASIVOS FINANCIEROS .....	76
(20)	GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL .....	81
	20.1) Gestión de riesgos financieros .....	81
	20.2) Gestión del capital.....	86
(21)	OPERACIONES CON DERIVADOS .....	87
	21.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos.....	89
	21.2) Coberturas de Flujo de Efectivo.....	91
	21.3) Coberturas de Inversión Neta.....	92
	21.4) Otras operaciones con derivados.....	93
(22)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES.....	98
	22.1) Deudas por arrendamiento financiero .....	98
	22.2) Fianzas y depósitos .....	99
(23)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR.....	99
(24)	SITUACIÓN FISCAL .....	100
(25)	NEGOCIOS CONJUNTOS .....	104
(26)	INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN .....	105
(27)	INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS .....	108
(28)	FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION .....	109
(29)	INFORMACIÓN POR SEGMENTOS.....	109
(30)	COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN .....	112

(31)	<b>DESINVERSIONES .....</b>	<b>116</b>
(32)	<b>INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS .....</b>	<b>121</b>
(33)	<b>INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO .....</b>	<b>124</b>
(34)	<b>PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS.....</b>	<b>128</b>
(35)	<b>INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE.....</b>	<b>144</b>
35.1)	<i>Activos Ambientales</i> .....	145
35.2)	<i>Provisiones Ambientales</i> .....	146
35.3)	<i>Gastos Ambientales</i> .....	146
35.4)	<i>Actuaciones futuras</i> .....	147
35.5)	<i>Emisiones de CO<sub>2</sub></i> .....	149
(36)	<b>REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES.....</b>	<b>150</b>
(37)	<b>HECHOS POSTERIORES .....</b>	<b>150</b>

## (1) INFORMACIÓN GENERAL

Repsol YPF, S.A. y las sociedades que componen el Grupo Repsol YPF (en adelante “Repsol YPF”, “Grupo Repsol YPF” o “Grupo”) configuran un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987. Las sociedades que configuran el Grupo se detallan en el Anexo I.

El Grupo Repsol YPF realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refinado, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Las actividades del Grupo se desarrollan en diversos países, principalmente, en España y Argentina.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra las presentes Cuentas Anuales es Repsol YPF, S.A.

Repsol YPF, S.A. figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 3893, folio 175, hoja número M-65289, inscripción 63<sup>a</sup>. Está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 742.

El domicilio social se encuentra en Madrid en el Paseo de la Castellana, 278, donde se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es 900.100.100.

Repsol YPF, S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y al resto de la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas en su totalidad a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia), y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). A la fecha de las presentes Cuentas Anuales, las acciones de Repsol YPF, S.A., en forma de *American Depositary Shares (ADSs)*, cotizan en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange - NYSE) si bien con fecha 22 de febrero de 2011 la Compañía ha solicitado formalmente la exclusión de la cotización de sus ADSs en dicho mercado. En este sentido, se estima que el último día de cotización de los ADSs en la NYSE será el próximo 4 de marzo de 2011.

Estas Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. en su reunión de fecha 23 de febrero de 2011, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2009 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 30 de abril de 2010.

## (2) MARCO REGULATORIO

Las actividades de Repsol YPF S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

### **España**

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, modificada por distintas disposiciones, entre ellas la Ley 12/2007, de 7 de julio, y desarrollada por numerosos reales decretos y órdenes ministeriales. Dicha norma establece la distribución de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

La Comisión Nacional de Energía es un organismo público, adscrito al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que realiza las funciones de regulador sectorial, velando por la competencia efectiva, objetividad y transparencia de los mercados eléctricos y de hidrocarburos líquidos y gaseosos en beneficio de todos los participantes en dicho mercado, incluidos los consumidores.

El Real Decreto Ley 4/2006 aumentó las funciones de la Comisión Nacional de Energía, siendo necesaria la obtención de autorización administrativa previa en relación con determinadas adquisiciones o inversiones en compañías que realizan actividades reguladas o actividades que, si bien no están reguladas en sentido estricto están sujetas a control por parte de las autoridades administrativas. Sin embargo, el 28 de julio de 2008, el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas declaró que la obtención de la autorización administrativa antes citada (respecto de adquisiciones realizadas por parte de Compañías comunitarias) es contraria a los artículos 43 y 56 de la CE.

Dentro de la regulación del sector, son relevantes las figuras de los operadores principales y dominantes. El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuye a la Comisión Nacional de Energía la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales, sino la de los operadores dominantes en cada mercado o sector.

Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia que corresponda.

Por su parte se entiende por operador principal cualquiera que tenga una de las cinco mayores cuotas de los mercados o sectores siguientes: (i) generación y suministro de energía eléctrica en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) (ii) producción y distribución de carburantes (iii) producción y suministro de gases licuados del petróleo (iv) producción y suministro de gas natural (v) telefonía portátil y (vi) telefonía fija,

Tener la condición de operador dominante sólo supone, de acuerdo a la legislación vigente, ciertas restricciones regulatorias relacionadas con el Sector Eléctrico y, en particular, relacionadas con la emisión de energía primaria, la importación de energía eléctrica para el MIBEL y la actuación como agente representante del régimen especial en el mercado.



Sin embargo, la definición de operador principal es importante. Así, el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, tras la modificación introducida por la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, establece una serie de limitaciones relacionadas con la adquisición de derechos de voto sobre el capital de sociedades que tuvieran la condición de operadores principales o la presencia en sus consejos de administración, en concreto, establece que cualquier persona física o jurídica que participe en el capital de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado en una proporción igual o superior al 3% del total no pueden ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una sociedad. Asimismo, establece la limitación consistente en que no podrán designar ni directa ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal.

El Real Decreto Ley 6/2009 derogó definitivamente la disposición adicional vigésimo séptima de la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), por la que se sometía a notificación previa a la Administración las tomas de participación por entidades públicas, o entidades de cualquier naturaleza participadas mayoritariamente o controladas por entidades públicas de, al menos, un 3% del capital social de sociedades energéticas, (“*golden share* energética”), norma que había sido cuestionada por la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidades Europeas (TJCE) de 14 de febrero de 2008.

#### *Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo*

En España, tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española.

También algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas. La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, en su artículo 19, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, e implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de G.L.P. y de comercializador al por menor de G.L.P. a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece también la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad. Además los consumidores directos en mercado de gas natural tendrán la obligación de comunicar el inicio de la actividad.

La construcción y operación de refinerías y de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos son actividades sujetas a autorización, cuyo otorgamiento requiere el cumplimiento de requisitos técnicos, financieros, medioambientales y de seguridad.

Se permite el acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos, como, por ejemplo, a las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH), mediante un procedimiento negociado en condiciones no discriminatorias y objetivas. No obstante, el Gobierno Español podrá establecer peajes de acceso a territorios insulares y para aquellas zonas del territorio nacional donde no existan infraestructuras alternativas o éstas se consideren insuficientes. A fecha del presente informe anual, el Gobierno Español no ha ejercido dicha discreción.

De conformidad con el Real Decreto 6/2000 ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25% del capital social de CLH. Esta misma norma establece que la suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no podrá exceder del 45%.

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de peso inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado.

Mediante la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre el Gobierno español actualizó el sistema de determinación trimestral de precios máximos de venta, antes de impuestos, del GLP envasado, y que afecta a los envases de carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos del GLP como carburante modificando la fórmula de determinación automática del precio máximo señalado por la normativa anterior, con la justificación de proteger el interés de los consumidores ante la volatilidad de las cotizaciones internacionales. En concreto, las alteraciones introducidas en la citada Orden consisten en introducir en la fórmula dos nuevos conceptos: i) de una parte un factor de ponderación del 0,25, que significa que las variaciones de precio solo incorporarán el 25% del incremento o decremento de los precios internacionales de referencia, ii) y de otra un umbral (del 2 %) a partir del cual se produce la revisión de modo que el incremento o disminución de los precios solo se llevará a cabo si los precios internacionales suben o bajan traspasando dicho umbral.

La comercialización al por menor de GLP envasado puede ser realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

### *Gas natural*

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de hidrocarburos y que incorpora al derecho español la Directiva del Parlamento Europeo 2003/55 incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado del que se pueda derivar una mayor competencia, reducción de precios y mejora en la calidad del servicio al consumidor.

Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo (“tarifa de último recurso”) que será fijado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. El Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural. La metodología para el cálculo de la tarifa de último recurso ha sido establecida por la Orden ITC/1506/2010.

Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no sólo una separación contable - con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica - por medio de

sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria (Directivas 2003/55/CE, de 26 de junio, y 98/30/CE, de 22 de junio), el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. El procedimiento liberalizador del sector se ha visto reforzado de forma sustancial con la desaparición desde el 1 de julio de 2008 del suministro regulado a tarifa por las empresas distribuidoras y la consiguiente obligación de todos los consumidores de participar en el mercado liberalizado .

La construcción, explotación, modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte requiere autorización administrativa previa.

El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. En este sentido, hay que tener en cuenta que la Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas y, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

Desde el 1 de enero del 2003 ninguna sociedad o grupo de sociedades que actúe en el sector de gas natural pueden conjuntamente suministrar gas natural para su consumo en España en cantidad que exceda el 70% del consumo doméstico. El Gobierno está autorizado para modificar este porcentaje sobre la base de cambios en el sector o en la estructura de negocios del sector.

#### *Existencias mínimas de seguridad*

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES). Dicha obligación para los operadores al por mayor ascendía en el ejercicio 2009 a 90 días de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores y en el ejercicio 2010 a 92 días. De éstas, tanto en 2009 como en 2010, Repsol YPF debe mantener un stock correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto hasta cumplir con la obligación fijada son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores.

La Legislación española no requiere ningún tratamiento, medida o almacenamiento diferenciado de dichas reservas, computando a dichos efectos como reservas estratégicas cualesquiera productos contabilizados por los operadores en sus inventarios, en el curso ordinario de su actividad. El cumplimiento de la obligación exigida implica la comunicación oportuna del mantenimiento del nivel de stock requerido en los plazos establecidos y las sociedades obligadas pueden operar con las existencias mantenidas a este fin, siempre que su nivel de existencias sea como mínimo el exigido.

#### *Regulación del sector eléctrico en España*

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que transpone la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que establecía las bases para la liberalización del sistema de los países de la Unión Europea y por sus disposiciones de desarrollo, entre las que destaca, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica. La LSE fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio. Por su parte el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, modifica la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Las actividades del sector eléctrico en España, pueden clasificarse en (i) actividades reguladas: el transporte y la distribución eléctrica; y (ii) actividades no reguladas: la generación y la comercialización de electricidad.

Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa. En particular la actividad de comercialización, se basa, en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

La instalación de nuevas unidades de producción se considera liberalizada, sin perjuicio de la obtención de las autorizaciones necesarias. Las instalaciones cuya potencia instalada sea inferior a 50 MW y pertenezcan a las categorías señaladas en la LSE por tratarse de instalaciones de cogeneración o disponer de una fuente de energía primaria renovable se considerarán instalaciones del Régimen Especial. Estas instalaciones podrán optar por vender la energía a la empresa distribuidora propietaria de la red a la que se conecta al precio establecido de la tarifa de forma regulada, o vender la energía libremente al mercado a través del sistema gestionado por el operador del mercado al precio resultante del mercado organizado complementado, en su caso, por un incentivo y/o una prima.

Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna de las actividades reguladas de acuerdo con la Ley deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades no reguladas. En el marco de los grupos de sociedades se podrán desarrollar actividades incompatibles siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes.

El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. En este sentido el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulización para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación del “bono social” (bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores).

En España el Operador Técnico del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.

*Disposiciones normativas aprobadas en el ejercicio 2010 que no afectan concretamente al sector de hidrocarburos o al sector eléctrico*

La Ley Orgánica 5/2010, de 22 de junio, ha venido a introducir en el Código Penal español, siguiendo numerosos instrumentos jurídicos internacionales, la responsabilidad penal de las personas jurídicas. A partir de su entrada en vigor, el 23 de diciembre de 2010, las sociedades pueden ser sujetos penalmente responsables de los delitos cometidos en nombre o por cuenta de las mismas, y en su provecho, por sus representantes legales o administradores de hecho o de derecho.

Entre la lista de delitos de los que pueden ser responsables las personas jurídicas se encuentran la corrupción en el sector privado, la corrupción en las transacciones internacionales, el blanqueo de capitales, los ataques a sistemas informáticos, los delitos contra los recursos naturales o el medio ambiente, y otros delitos más.

La Ley 12/2010 por la que se modifica la Ley de Auditoría de Cuentas, la Ley del Mercado de Valores y la Ley de Sociedades Anónimas y que incluye diversas modificaciones que afectan entre otros, al Comité de Auditoría de entidades de valores admitidos a negociación en mercados secundarios oficiales, requiriendo que, al menos, uno de sus miembros sea independiente y sea designado teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad y auditoría y, entre otras funciones, la emisión por este Comité de un informe anual sobre la independencia del auditor externo.

Por su parte, el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, ha aprobado el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital. Este texto ha entrado en vigor el 1 de septiembre de 2010 e incorpora el contenido de las disposiciones que regulaban las sociedades anónimas, las sociedades de responsabilidad limitada, la sociedad en comandita por acciones y los preceptos, con alguna excepción, de la Ley de Mercado de Valores dedicados a las sociedades cotizadas. En relación con las sociedades anónimas cotizadas, incorpora en su artículo 515, a partir del 1 de julio de 2011, la nulidad de las cláusulas estatutarias que directa o indirectamente fijen con carácter general el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista o sociedades pertenecientes a un mismo grupo.

## **Argentina**

### *Exploración y Producción*

La industria del petróleo y el gas en Argentina está regulada por la Ley N° 17.319 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”). El Poder Ejecutivo Argentino a través de la Secretaría de Energía dicta las normas complementarias de dicha ley. El marco regulatorio de esta ley fue establecido bajo la premisa de que las reservas de hidrocarburos eran propiedad de la Nación, y que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, el antecesor de YPF, S.A., era el responsable de la explotación de los mismos, operando en un marco distinto al de las compañías privadas.

En 1992 la Ley N° 24.145 (en adelante “Ley de Privatización de YPF”) reguló la privatización de YPF e inició un proceso de transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren. La citada Ley de Privatización de YPF estableció que los permisos de exploración y las concesiones de explotación vigentes al momento del dictado de dicha ley se transferirían al vencimiento de los plazos legales y/o contractuales correspondientes.

La Ley de Privatización de YPF otorgó a YPF 24 permisos de exploración, 50 concesiones de explotación y otras concesiones de transporte. La Ley de Hidrocarburos limita el número y la superficie total de los permisos de exploración o concesiones de explotación que puede detentar una entidad.

En octubre de 2004, la Ley No. 25.943 creó la empresa estatal Energía Argentina Sociedad Anónima (“ENARSA”). El objeto social de ENARSA es llevar a cabo el estudio, la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de estos productos y sus derivados, así como el transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Esta ley otorgó a ENARSA todas las concesiones de explotación con respecto a las áreas offshore ubicadas más allá de las 12 millas náuticas desde la línea de la costa hasta el límite exterior de la plataforma continental que estaban vacantes al momento de entrada en vigencia de esta ley en noviembre de 2004.

De acuerdo al actual sistema legal (nuevo artículo 124 de la Constitución Nacional, Decreto N° 546/2003, ley N° 26.197) la regulación de fondo en materia hidrocarburífera (tanto legislativa como reglamentaria) constituye una competencia del Gobierno Nacional, mientras que la aplicación de la Ley de Hidrocarburos y su normativa complementaria corresponderá a las provincias o a la Nación dependiendo del lugar de ubicación de los yacimientos.

En octubre de 2006 mediante la Ley N° 26.154 se creó un régimen de incentivos dirigidos a aumentar la exploración y explotación de hidrocarburos y que se aplica a todos los nuevos permisos de exploración otorgados con respecto a las zonas offshore. Para acceder a los numerosos beneficios otorgados por este régimen, los sujetos interesados deberán asociarse obligatoriamente con ENARSA.

En noviembre de 2008, mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 2014/2008, se creó el programa “Petróleo Plus” destinado a aumentar la producción y reservas a través de inversiones nuevas en exploración y explotación. Para este fin, establece para aquellas empresas productoras que aumenten su producción y reservas dentro de lo previsto en el programa, un régimen de incentivos fiscales.

#### *Gas Natural*

En junio de 1992 se promulgó la Ley del Gas Natural que dispuso la privatización de la sociedad Gas del Estado Sociedad del Estado y estableció el marco regulatorio de la actividad de transporte y distribución de gas natural y la desregulación del precio del gas natural. Asimismo se estableció que las actividades de transporte y distribución de gas natural constituyen un servicio público nacional.

El marco regulatorio aplicable al transporte y distribución de gas establece un sistema de acceso abierto (“open access”), bajo el cual productores como YPF, tienen acceso abierto a la capacidad de transporte disponible en los sistemas de

transporte y distribución sobre bases de no-discriminación.

En Argentina se han construido gasoductos transfronterizos para facilitar a los productores la exportación de gas natural, si bien durante los últimos años las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringen la exportación de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición S.S.C. N° 27/04 y la Resolución 265/04, que establece un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural; la Resolución 659/04, que establece un Programa de Racionalización de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte; y la Resolución 752/05 por la que se crea un mecanismo de Inyección Adicional Permanente.

Mediante la Resolución SE 24/2008, modificada por la Resolución SE 1031/2008, se creó el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus" con el objetivo de incentivar la producción de gas natural resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, la producción de gas no convencional ("tight gas"), etcétera. El gas natural producido bajo este programa no será considerado como parte de los Volúmenes del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 y, por tanto, su valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio previstas en el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 (descrito en el apartado *Regulación del mercado* más adelante).

#### *Refino y transporte*

Las actividades de refino de petróleo crudo están sujetas a autorizaciones por parte del gobierno Argentino y al cumplimiento de regulaciones de seguridad y medio ambiente nacionales, provinciales y municipales. Asimismo, resulta necesaria la inscripción en el registro de empresas petroleras, mantenido por la Secretaría de Energía.

Por Decreto 2014/2008 se crea el programa "Refino Plus" destinado a fomentar la producción de combustibles diesel y gasolina y por el cual las empresas refineras que emprendan la construcción de una nueva refinería o la ampliación de la capacidad de refino y/o conversión de refinerías existentes tendrán derecho a recibir créditos de derechos de exportación.

La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de 35 años para el transporte de petróleo, gas y derivados tras la presentación de las correspondientes ofertas competitivas. Los gobiernos provinciales disponen de las mismas facultades otorgadas a través de la Ley 26.197. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el transporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El plazo de estas concesiones de transporte puede ser prorrogado por un periodo adicional de 10 años.

#### *Gas Licuado de Petróleo (GLP)*

La Ley N° 26.020 establece el marco regulatorio básico para la industria y comercialización del GLP. Mediante distintas resoluciones la autoridad estableció los volúmenes y precios de venta del GLP. En octubre de 2008 la Secretaría de Energía ratificó el Acuerdo de Estabilidad del precio del GLP en el mercado local, cuya vigencia fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2011.

#### *Regulación del Mercado*

La Ley de Hidrocarburos autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a regular los

mercados argentinos de petróleo y gas y prohíbe la exportación de crudo durante los períodos en los que éste encuentre que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna. Si se restringe la exportación de combustible crudo y de productos o la libre disponibilidad de gas natural, los decretos de desregulación del petróleo establecen que los productores, refinadores y exportadores recibirán un precio, en el caso de petróleo crudo y productos, que no sea inferior al precio del petróleo crudo y de los productos importados de calidad similar, y, en el caso del gas natural, no inferior al 35 por ciento del precio internacional del metro cúbico del crudo de referencia *Arabian Light Oil*.

Son numerosas las disposiciones promulgadas en este campo que afectan a los distintos mercados, como por ejemplo, la Resolución SE 1102/04 referente a la creación de un registro de puntos de suministro de combustibles e hidrocarburos; o la Resolución SE 1104/04 que regula la creación de un módulo de información de precio de venta mayorista; el Decreto 652/02 que aprueba un convenio de estabilidad de suministro de gasoil y, en general, otras normas de muy distinto alcance.

Mediante distintas normas, la Subsecretaría de Combustibles reestableció un mecanismo de registro de exportaciones de hidrocarburos y sus derivados y se impusieron obligaciones de abastecimiento al mercado local, incluyendo la obligación de importar productos en compensación por exportaciones, cuando ello fuera necesario para atender la demanda interna. Con fecha 11 de octubre de 2006, también la Secretaría de Comercio Interior, requirió a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gasoil en todo el territorio argentino atendiendo al crecimiento del mercado.

La Resolución 394/07 de 16 de noviembre incrementó los impuestos a la exportación de crudo y productos derivados en Argentina. El nuevo régimen establece que en los casos en los que el precio de exportación se sitúe por encima del precio de referencia, que ha sido fijado en 60,9 dólares por barril, el productor tiene derecho a ingresar 42 dólares por barril y el resto hasta el precio de referencia será retenido por el gobierno argentino como impuestos a la exportación. En el caso en que el precio de las exportaciones se sitúe por debajo del precio internacional de referencia fijado, pero por encima de 45 dólares por barril, se aplicará un 45% de retención. En el caso de que el precio de la exportación estuviese por debajo de 45 dólares por barril, el porcentaje de retención se fijará en el plazo de 90 días. Este mismo procedimiento se aplicará a las exportaciones de otros productos petrolíferos y lubricantes utilizando distintos precios de referencia, porcentajes de retención y precios permitidos para los productores según los casos.

El 14 de junio de 2007 la Resolución N° 599/07 de la Secretaría de Energía aprobó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación con el suministro de gas natural al mercado doméstico durante el periodo 2007 a 2011 (“Acuerdo 2007-2011”). YPF firmó el acuerdo.

El Programa Energía Total (“PET”) fue creado mediante resolución 459/07 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios con la finalidad de mitigar la escasez de gas y electricidad, alentando a los usuarios industriales a sustituir el gas natural y la electricidad con gasoil, fuel oil y GLP. Posteriormente se han aprobado a través de nuevas resoluciones y disposiciones los planes generales de provisión de combustibles gaseosos y de provisión de combustibles líquidos para la aplicación del PET.

El 2 de febrero de 2011, la Secretaría Argentina de Comercio Interior emitió la



Resolución N ° 13/2011 que indica que el precio del comercio de combustibles líquidos debe retrotraerse a los precios vigentes el 28 de enero de 2011. Además, de acuerdo con la resolución, las refinerías y las compañías petroleras deberán proveer al mercado interno ciertas cantidades de combustibles sobre la base de las cantidades suministradas el año anterior, ajustado por la correlación positiva entre el aumento de la demanda de combustible y el producto bruto interno.

## **Venezuela**

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula el proceso de migración de los antiguos Convenios Operativos a Empresas Mixtas. El 20 de junio de 2006 el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET) aprobó la constitución de la Empresa Mixta de petróleo Petroquiriquire, S.A., con una participación de Repsol del 40% y de la Corporación Venezuela del Petróleo, S.A. (CVP), filial de PDVSA del 60%. En la misma fecha, se aprobó el otorgamiento directo de la Licencia de Explotación de Gas Natural no Asociado a la sociedad mercantil Quiriquire Gas, S.A., con una participación del 60% de Repsol y del 40% de PDVSA GAS, S.A.. En Marzo de 2007 se otorgó dicha Licencia de Gas.

El 2 de septiembre de 2009, la Asamblea Nacional aprobó que Petroquiriquire, S.A. desarrolle actividades de exploración y explotación en Barúa-Motatán como parte de su objeto social como empresa mixta. Este derecho ha sido finalmente transferido por el Ejecutivo Nacional mediante el Decreto Presidencial N° 7.121, publicado el 15 de diciembre de 2009. El 10 de febrero de 2010 se celebró la Asamblea Extraordinaria de Accionistas incorporando el área Barúa-Motatán dentro de la Empresa Mixta. Por otra parte, en ese mismo día se firmó la Enmienda al Contrato para la Conversión a Empresa Mixta y documentos relacionados, (i) incorporando el Área Geográfica Barúa-Motatán dentro de Petroquiriquire, S.A., y (ii) autorizando la modificación de los Estatutos Sociales de la Empresa Mixta y del Contrato de Compraventa de Hidrocarburos.

El 10 del febrero de 2010 el MENPET, adjudicó el Área Carabobo I al Consorcio constituido por Repsol (11%), Petronas (11%), OVL (11%) e Indoil (7%), para un 40% de participación accionaria, y de CVP del 60%. El 7 de Mayo de 2010 se publicó en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela el Decreto de Creación de la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. y la Resolución del MENPET mediante la cual se delimita su área geográfica. El 12 Mayo de 2010 se firmó el Contrato para la Constitución y Administración de la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. El 25 de Junio de 2010 se constituyó la Empresa Mixta en el Registro Mercantil. El 29 de Julio de 2010 se ha publicado en Gaceta Oficial el Decreto de Transferencia a la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. (ver nota 30).

## **Bolivia**

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley N° 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”).

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28.701 (“Decreto de Nacionalización”) que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A., hoy denominada YPFB Andina, S.A. (YPFB Andina).

Como consecuencia de lo anterior, se firmó un Acuerdo de Accionistas que establece entre otras disposiciones: (a) un periodo de operación conjunta de YPFB Andina, por un plazo de dos años, en el cual Repsol tiene el derecho de designar a algunos miembros del personal ejecutivo para determinadas áreas; (b) derecho de adquisición preferente de las partes en la venta de acciones; (c) el Acuerdo dispone ciertas “Resoluciones Consensuadas” a ser tomadas en los Directorios y Juntas entre Repsol e YPFB.

A la fecha de elaboración de estas Cuentas Anuales el periodo de operación conjunta ha concluido, por lo que será de aplicación la cláusula de “Designación de Personal Ejecutivo”, que establece que Repsol como accionista minoritario tiene el derecho de proponer a las personas que serán designadas por el Directorio para ocupar ciertas posiciones.

### *Contratos de Operación*

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol YPF E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

En cumplimiento a lo estipulado en los Contratos de Operación, el 8 de mayo de 2009, Repsol YPF E&P Bolivia, S.A. suscribió con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural e Hidrocarburos Líquidos a YPFB para las distintas áreas en las que opera, así como los Procedimientos de Pago, que reglamentan la forma de pago de la Retribución del Titular estipulada en los Contratos de Operación.

Respecto a los Contratos de Operación, durante el año 2008 y 2009 se emitieron importantes normas reglamentarias que: (i) establecen las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación por parte de YPFB de los Costos Recuperables establecidos en los Contratos de Operación (ii) adecuan al marco establecido en los Contratos de Operación para la liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación (iii) reglamentan los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los Contratos de Operación.

Asimismo, en cumplimiento a lo establecido en la Resolución Ministerial No. 101/2009, se presentó el Plan de Desarrollo modificado correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, Campos Margarita y Huacaya, que fue aprobado por YPFB el 8 de marzo de 2010.

Finalmente, en lo que respecta a los Acuerdos de Entrega, mediante la Resolución Ministerial 088/2010 del 25 de marzo de 2010, se derogó la Resolución Ministerial 291/2009 del 29 de octubre de 2009 y se modificó la Resolución Ministerial 255/2006, estableciendo que la asignación de los Hidrocarburos Producidos que realice YPFB será aplicada por campo y mercado, de conformidad a los volúmenes comprometidos en los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB, siguiendo la siguiente prioridad de asignación: Gas Natural: (1) Mercado Interno (2) Mercados de Exportación, de acuerdo con el orden cronológico en el que YPFB suscribió los Contratos de Compraventa de Gas Natural respectivos y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno (2) Mercado de Exportación.

A la fecha de elaboración de estas Cuentas Anuales continúa pendiente de realizar

la conciliación del cálculo de la Retribución del Titular con YPFB.

### *Nueva Constitución Política del Estado*

En fecha 7 de febrero de 2009, se promulgó la Nueva Constitución de Bolivia, en la cual entre otros aspectos relativos al sector de hidrocarburos, establece que:

(i) Los hidrocarburos, son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano, (ii) por ser propiedad del pueblo boliviano, no se podrá inscribir la propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni se podrán utilizar en operaciones financieras de titularización o garantía, (iii) el Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización (iv) la totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos será del Estado (v) el Estado definirá la política de hidrocarburos y promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo, garantizará la soberanía energética (vi) YPFB es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización (vii) YPFB no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma o modalidad, tácita o expresamente, directa o indirectamente, autorizando a YPFB a suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, a su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios (viii) YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarburíferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

El desarrollo normativo de la nueva Constitución a nuestro entender requerirá la aprobación de una serie de leyes y reglamentos.

### **Ecuador**

El 29 de marzo de 2006, mediante la Ley N° 2006-42, Ecuador exigió a las contratistas de los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos el pago de al menos un 50% de los llamados “excedentes de precio del petróleo crudo”, es decir, de la diferencia entre el valor de la participación de cada contratista, de acuerdo con el precio del petróleo al momento de la firma del contrato (calculado en base al promedio mensual de precio de venta y expresado a valores constantes), y su valor de acuerdo con el precio del petróleo al momento de su venta por parte de las contratistas. Con posterioridad, el Decreto Ejecutivo N° 662, del 4 de octubre de 2007 incrementó la participación del Estado hasta el 99%.

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16, disconformes con la aplicación de este nuevo gravamen, presentaron ante el CIADI una solicitud de arbitraje internacional al amparo del Contrato de Participación (ver nota 34).

Repsol YPF Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como operadora del Bloque 16, firmó el 12 de marzo de 2009 un Contrato de Participación modificatorio, en virtud del cual se ampliaba el período de explotación del Bloque 16 del 31 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2018, si bien el Contrato de Participación terminaría anticipadamente en el plazo de un año si no se había negociado y suscrito un Contrato de Prestación de Servicios que sustituyera al Contrato de Participación.

De conformidad con lo dispuesto en Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales deben modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos.

El 23 de noviembre del 2010 se suscribió el contrato por el cual se acuerda la modificación del contrato anterior en un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque 16 de la región amazónica ecuatoriana entre Repsol y el estado ecuatoriano.

Asimismo, el 22 de enero de 2011 se ha suscrito el contrato modificatorio del contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno con el estado ecuatoriano. Actualmente se están gestionando los documentos necesarios para su constancia en el Registro de Hidrocarburos.

Por último señalar que, de conformidad con el artículo 408 de la Constitución Ecuatoriana, publicada el 20 de octubre de 2008, el Estado retiene una parte de los beneficios derivados de la comercialización de recursos hidrocarburíferos que no podrá ser inferior que la parte de beneficio retenida por la compañía productora.

### **Otros países**

En el resto de países donde Repsol YPF lleva a cabo sus actividades, las mismas están sujetas a una amplia variedad de legislaciones y marcos regulatorios que cubren todos los aspectos de las actividades llevadas a cabo, incluyendo, entre otros, temas como la ocupación de terrenos, ritmos de producción, regalías, fijación de precios, protección medioambiental, tasas de exportación, tipos de cambio, etc. Los términos de las concesiones, licencias, permisos y contratos que rigen los intereses del Grupo varían de un país a otro. Estas concesiones, licencias, permisos y contratos generalmente son concedidos o realizados conjuntamente con entidades gubernamentales o compañías estatales, y en algunas ocasiones son realizados conjuntamente con entes del sector privado.

## **(3) BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES**

### **3.1 Bases de presentación**

Las Cuentas Anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas por la Unión Europea a 31 de diciembre de 2010. En este sentido, las Cuentas Anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2010, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en dicha fecha.

La preparación de las Cuentas Anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los administradores de la sociedad matriz del Grupo, requiere efectuar ciertas estimaciones contables y que los administradores realicen juicios al aplicar las normas contables. Las áreas con mayor grado de complejidad y que requieren mayores juicios, o aquellas en las que las asunciones o estimaciones

resultan significativas se detallan en la nota 4 sobre estimaciones y juicios contables.

### 3.2 Nuevos estándares emitidos

A) A continuación se detallan aquellas normas, interpretaciones y modificaciones a las mismas, de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, que han entrado en vigor en 2010 y son de aplicación en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio:

- Revisión de la NIIF 3 *Combinaciones de negocios*.
- Modificación de la NIC 27 *Estados financieros consolidados y separados*.
- Modificación de la NIC 39 *Partidas que pueden calificarse como cubiertas*.
- Modificaciones de la NIIF 2 *Transacciones con pagos basados en acciones que se liquidan en efectivo del Grupo*.
- Mejoras de las NIIF 2007–2009.
- Revisión de la NIIF 1 *Adopción por primera vez de las NIIF*.
- Modificaciones de la NIIF 1 *Exenciones adicionales para las entidades que adoptan por primera vez las NIIF*.
- Modificación de la NIIF 5, que incorpora los cambios introducidos por las Mejoras de las NIIF 2006-2008.
- CINIIF 12 *Acuerdos de concesión de servicios*.
- CINIIF 17 *Distribución, a los propietarios, de activos distintos al efectivo*.

La NIIF 3 *Combinaciones de negocios*, incorpora cambios significativos, fundamentalmente en cuanto al tratamiento de los costes directamente atribuibles a la combinación, a la valoración de los intereses minoritarios y al registro contable de combinaciones de negocios efectuadas en etapas. La NIIF 3 aplica prospectivamente a combinaciones de negocios realizadas a partir del 1 de enero de 2010.

La NIC 27 *Estados financieros consolidados y separados*, introduce cambios significativos, relativos a los cambios de participación, haciendo una diferenciación entre los casos en los que se produce la pérdida de control, y aquellos en los que se retiene el mismo. Estas modificaciones afectan prospectivamente a las transacciones efectuadas a partir del 1 de enero de 2010.

Asimismo, la CINIIF 12 *Acuerdos de concesión de servicios* establece que las infraestructuras objeto de un acuerdo de concesión de servicios que cumpla las siguientes condiciones: a) el concedente controla los servicios que el concesionario debe prestar y b) el concedente controla la participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo, no se reconocerán como inmovilizado material del concesionario, debiendo registrarse como un activo intangible o un activo financiero, dependiendo de las características del acuerdo.

La aplicación de las normas, interpretaciones y modificaciones antes mencionadas, no han supuesto un impacto significativo en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio. No obstante, como consecuencia de la primera aplicación del CINIIF 12 se han realizado reclasificaciones entre los distintos epígrafes del balance (ver nota 6).

B) A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, publicadas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, que no han entrado aún en vigor porque su fecha efectiva es posterior a la fecha de estas Cuentas Anuales consolidadas y el Grupo ha decidido no aplicarlas

anticipadamente, son las siguientes:

Aplicación obligatoria en 2011:

- Revisión de la NIC 24 *Información a revelar sobre partes relacionadas*.
- Modificaciones de la NIC 32 *Clasificación de las emisiones de derechos*.
- Modificaciones de la NIIF 1 *Exención limitada del requisito de revelar información comparativa conforme a la NIIF 7, aplicable a las entidades que adopten por primera vez las NIIF*.
- Mejoras de las NIIF 2008-2010.
- CINIIF 19 *Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio*.
- Modificaciones del CINIIF 14 *Pagos anticipados cuando existe la obligación de mantener un requerimiento mínimo de financiación*.

A la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales consolidadas se está evaluando el impacto en el Grupo por la aplicación de las anteriores interpretaciones y modificaciones de normas.

C) A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas que han sido publicadas por el IASB y aún no han sido adoptadas por la Unión Europea, son las siguientes:

- NIIF 9 *Instrumentos financieros*.(1)
- Modificaciones de la NIIF 7 *Información a revelar: Transferencias de activos financieros*.
- Modificaciones de la NIIF 1 *Hiperinflación grave y eliminación de las fechas fijadas para entidades que adopten por primera vez las NIIF*.
- Modificaciones de la NIC 12 *Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes*

(1) Constituye la primera de las tres fases correspondientes al proyecto de sustitución de la actual NIC 39: “*Instrumentos financieros - reconocimiento y medición*”.

Ninguna de estas normas ha entrado en vigor a la fecha de presentación de estas Cuentas Anuales.

### 3.3 Políticas Contables

#### 3.3.1) Principios de consolidación

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos.

La consolidación se ha realizado aplicando el método de integración global a todas las **sociedades dependientes**, que son aquellas sobre las que Repsol YPF ejerce, directa o indirectamente, su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras de una empresa para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol YPF se presenta

bajo la denominación de “Intereses minoritarios”, dentro del epígrafe de “Patrimonio Neto” de los Balances de Situación consolidados, y en “Resultado atribuido a intereses minoritarios”, dentro de las Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas, respectivamente.

Los **negocios conjuntos** se consolidan por el método de integración proporcional, que supone la inclusión en los estados financieros consolidados de la parte proporcional de los activos, pasivos, gastos e ingresos de estas sociedades en función de la participación del Grupo Repsol YPF sobre las mismas. Se entiende por negocios conjuntos aquellos en los que existe control conjunto, que se produce únicamente cuando las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a los negocios conjuntos se presentan en el Balance de Situación consolidado y en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

En el caso de aportaciones no dinerarias al capital social de una sociedad controlada conjuntamente, o de realizarse ventas de activos a las mismas, únicamente se reconoce un beneficio o pérdida en la cuenta de resultados por la parte que corresponda al interés de los otros partícipes.

Las **sociedades asociadas** se registran por el método de la participación. Estas sociedades son aquellas en las que se posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control o dominio efectivo, ni tampoco control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%. El método de la participación consiste en la consolidación en la línea del balance consolidado “Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación”, del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en la sociedad asociada. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en las cuentas de resultados consolidadas como “Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación”.

Las pérdidas de las sociedades asociadas atribuidas al inversor que superen el interés de éste en dichas asociadas no se reconocen, a no ser que exista por parte del Grupo la obligación de cubrir las mismas.

En el Anexo I se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2009 y 2010.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados entre sociedades consolidadas por integración global. En el caso de sociedades consolidadas por integración proporcional se han eliminado los saldos, transacciones y los resultados por operaciones con otras compañías del Grupo en la proporción en que se efectúa su integración. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los principios y procedimientos de contabilidad utilizados por las sociedades del

Grupo se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados con base en normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver el apartado 3.3.4 de esta nota) se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio de la fecha de transacción. Por razones prácticas, por lo general se utiliza el tipo de cambio medio del período en el que se realizaron las transacciones.
- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocerán como un componente separado del patrimonio neto, dentro del apartado “Ajustes por cambios de valor”, que se denomina “Diferencias de conversión”.

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro o en caso de enajenaciones parciales con pérdida de control, las diferencias de cambio registradas como un componente de patrimonio neto, relacionadas con esa sociedad, se reconocen en la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el resultado derivado de dicha enajenación. Este mismo tratamiento se realizaría en caso de enajenaciones parciales con pérdida de control conjunto o de influencia significativa.

En el caso de enajenaciones parciales sin pérdida de control de un sociedad dependiente que incluya un negocio en el extranjero, desde la entrada en vigor de la NIC 21 modificada el 1 de enero de 2010, se atribuye la parte proporcional del importe acumulado de las diferencias de cambio reconocidas en patrimonio a los intereses minoritarios en dicho negocio en el extranjero. En cualquier otra disposición parcial de un negocio en el extranjero, se reclasifica a la cuenta de resultados la parte proporcional de las diferencias de conversión acumuladas en patrimonio neto correspondientes al porcentaje de participación enajenado.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2010 y 2009 han sido:

	31 de diciembre de 2010		31 de diciembre de 2009	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar .....	1,34	1,33	1,44	1,39
Peso argentino .....	5,29	5,16	5,45	5,18
Real brasileño .....	2,23	2,33	2,51	2,77

### 3.3.2) Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes

En el balance de situación adjunto, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

### 3.3.3) Compensación de saldos y transacciones



Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación por un importe neto ponga de manifiesto un mejor reflejo del fondo de la transacción.

En este sentido, los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y el Grupo tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea se presentan netos en la cuenta de resultados.

#### 3.3.4) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

##### a. Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes Cuentas Anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las Cuentas Anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional y de presentación del Grupo Repsol YPF.

##### b. Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad se consideran transacciones en “moneda extranjera” y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “Diferencias de cambio” incluido en el “Resultado financiero” de la cuenta de resultados del período en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico de aplicación a las partidas monetarias definidas como instrumento de cobertura (ver apartado 3.3.23 de esta nota).

#### 3.3.5) Fondo de comercio

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el coste de una combinación de negocios y la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las entidades adquiridas a la fecha de adquisición que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes. El fondo de comercio se reconoce como un activo en la fecha de adquisición.

Si la diferencia fuese negativa, es preciso hacer una reevaluación de la valoración de los activos, pasivos y pasivos contingentes adquiridos. Si tras la misma la diferencia negativa siguiera existiendo, esta se registraría como un beneficio en la línea “Otros ingresos de explotación” de la cuenta de resultados.

Los fondos de comercio no se amortizan y se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver apartado 3.3.10 de esta nota).

#### 3.3.6) Otro inmovilizado intangible

El Grupo Repsol YPF valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión recibidos a título gratuito descritos

en el epígrafe b) de este apartado. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil, excepto en el caso de los activos con vida útil indefinida descritos más adelante, que no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor acumuladas que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol YPF:

a) Derechos de traspaso, superficie y otros derechos

Incluye fundamentalmente los costes correspondientes a las distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, los costes de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva. Asimismo, incluye también otros derechos de usufructo y superficie. Estos costes se amortizan linealmente en el período correspondiente al plazo de cada contrato, que varía entre 5 y 50 años.

b) Derechos de emisión

Los derechos de emisión adquiridos se registran como un activo intangible y se valoran según su precio de adquisición.

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención que se imputa a resultados a medida que se consumen las toneladas de CO<sub>2</sub> correspondientes.

Estos derechos no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero, al mantener los mismos su valor hasta su entrega a las autoridades, pudiendo ser vendidos en cualquier momento. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis anual de deterioro de valor (ver apartado 3.3.10 de esta nota). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio medio ponderado del último día del mercado de emisiones de la Unión Europea (European Union Allowances) proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

Por las emisiones de CO<sub>2</sub> realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea “Otros Gastos de explotación” de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe está en función de las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas, valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del periodo.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas se entregan a las autoridades, se dan de baja del balance tanto el activo intangible como la provisión correspondiente a los mismos, sin efecto en la cuenta de resultados.

c) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen fundamentalmente los siguientes conceptos:

- i. Concesiones y similares: se registran por su coste de adquisición si se adquieren directamente a un organismo público o similar, o al valor razonable atribuido a la concesión correspondiente en el caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios. Posteriormente, se valoran por su coste menos amortizaciones y pérdidas por deterioro de valor acumulado. Dichas concesiones se amortizan generalmente de forma lineal a lo largo de la vida de los contratos.

Entre estas concesiones figuran aquellos acuerdos de concesión de servicios de carácter público, en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos. Estas concesiones se valoran en el reconocimiento inicial por su valor razonable.

Asimismo, se incluyen las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que no tienen límite legal ni de ningún otro tipo, por lo que, al tratarse de activos intangibles de vida útil indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro de valor con periodicidad anual.

- ii. Costes de adquisición de permisos de exploración: Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por un período de tiempo se capitalizan en este epígrafe por su precio de compra. Durante la fase de exploración y evaluación, estos costes no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 *Deterioro de Valor de Activos*. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, en caso de que no se encuentren reservas, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe “Inversión en zonas con reservas” (ver nota 3.3.7 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine.
- iii. Los gastos de desarrollo incurridos se activan sólo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia. Los gastos de investigación en los que incurre el Grupo se registran como gastos del ejercicio.
- iv. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y propiedad industrial, que se amortizan linealmente a lo largo de su vida útil (en un período entre 3 y 20 años).

Las marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar desarrollados internamente por el Grupo no se registran como activo y los gastos incurridos se imputan a la cuenta de resultados en el período en que se incurren.

### 3.3.7) Inmovilizado material

El Grupo Repsol YPF sigue el modelo del coste por el que los elementos del inmovilizado material se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

#### a) Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento y el valor presente de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones. Los cambios posteriores en la valoración de las obligaciones por desmantelamiento y similares derivados de cambios en los flujos de efectivo estimados y/o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del valor neto contable del activo correspondiente en el periodo en el que se producen, salvo en aquellos casos en los que el ajuste a la baja del pasivo exceda del valor neto contable del activo correspondiente, en cuyo caso, el exceso es registrado en la cuenta de resultados.

Los costes por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un período superior a un año para estar en condiciones de uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos y de acuerdo a los límites establecidos en la norma de referencia.

También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados que son directamente atribuibles a la construcción del propio inmovilizado.

Los costes de ampliación, modernización o mejoras que representen un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos, siempre que se cumplan las condiciones generales para su activación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución susceptibles de ser capitalizados son reconocidos de forma específica y amortizados en el período que media hasta la siguiente reparación.

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), así como el coste del inmovilizado material adquirido en régimen de arrendamiento financiero (ver apartado 3.3.20 de esta nota).

#### b) Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución, entre los años de vida útil estimada de los elementos, del coste de adquisición de los activos,

minorado por su valor residual estimado, según el siguiente detalle:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones .....	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje (1) .....	8-40
Mobiliario y enseres .....	9-15
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades .....	8-15
Tanques de almacenamiento .....	20-30
Líneas y redes.....	12-18
Infraestructura y distribución de gas .....	20-40
Elementos de transporte .....	5-30

- (1) Adicionalmente, el Grupo participa a través de Gas Natural Fenosa en activos de generación hidráulica cuyo plazo de amortización se eleva, en el caso de no existir concesión, hasta 100 años en función de la vida útil estimada de los mismos.

La amortización de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por tanto, no son objeto de amortización.

c) Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol YPF registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos de acuerdo con el método de exploración con éxito (“*successful-efforts*”). De acuerdo con este método, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

- i. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversiones en zonas con reservas”, asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en ellos.
- ii. Los *costes de exploración* (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento del dominio minero no desarrollado y otros costes relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, se cargan a resultados en el momento en que se producen.
- iii. Los *costes de perforación* de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe “Otros costes de exploración” pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son cargados en resultados. Sin embargo, si como consecuencia de los sondeos de exploración, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se encuentran reservas pero no se pueden clasificar como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:

- En aquellos casos en que el área requiera inversiones adicionales antes de que pueda iniciarse la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se cargarían en resultados.
- En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el período de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese período, los correspondientes costes de sondeos son cargados a resultados.

Los costes de perforación de sondeos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados al epígrafe “Inversión en zonas con reservas”. Los pozos se califican como “comercialmente explotables” únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento (por ejemplo, precios, costes, técnicas de producción, marco regulatorio, etc.)

- iv. Los *costes de desarrollo* incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversión en zonas con reservas”.
- v. Los *costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos* (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe “Inversiones en zonas con reservas”. Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe de provisiones correspondiente.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.
- ii. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 Deterioro de Valor de Activos.

- iii. Los costes originados en sondeos y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos (ver apartado 3.3.10 de esta nota) con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado” o, en su caso, “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados (ver apartado 3.3.10 de esta nota y notas 7, 9 y 25).

#### d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiendo como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas, de acuerdo con criterios técnicos del Grupo basados en las directrices relativas a esta materia emitidas por el American Petroleum Institute (API).

El inmovilizado de naturaleza medioambiental y su correspondiente amortización acumulada, figuran en el balance de situación, junto con el resto de elementos que forman parte del inmovilizado material, clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 3.3.7.a) a 3.3.7.c) de este epígrafe.

#### 3.3.8) Inversiones inmobiliarias

Son aquellos activos (edificios, terrenos) destinados a la obtención de rentas mediante su explotación en régimen de alquiler, o bien a la obtención de plusvalías por su venta. Estos activos no están afectos a las actividades del Grupo ni están destinados para uso administrativo. Repsol YPF registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver epígrafes 3.3.7.a) y 3.3.7.b) del apartado anterior).

#### 3.3.9) Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros

serán recuperados a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos. Esta condición se considera cumplida cuando la venta es altamente probable y el activo está disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación.

Estos activos o grupos de activos se presentan valorados por el menor importe entre su valor en libros y el valor razonable menos costes de venta, y no están sujetos a amortización mientras estén clasificados como mantenidos para la venta, o mientras formen parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

Adicionalmente, el Grupo considera actividades interrumpidas los componentes (unidades o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan una línea de negocio o área geográfica significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se hayan vendido o dispuesto por otra vía, o bien que reúnen las condiciones descritas para ser clasificadas como mantenidas para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el activo del balance de situación consolidado en un único epígrafe denominado “Activos no corrientes mantenidos para la venta”. En el pasivo del balance, bajo el epígrafe “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta” figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores. Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada denominada “Resultado procedente de actividades interrumpidas”.

#### 3.3.10) Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio

Para revisar si sus activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del balance (ver apartado 3.3.24 de esta nota), o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido. A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGEs) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. La identificación de las UGEs de un activo implica la realización de juicios profesionales.

Para realizar este análisis, el fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) o grupos de unidades generadoras de efectivo que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios y se realiza una estimación del valor recuperable de las mismas a través del descuento de los flujos de caja estimados de cada una de ellas.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos futuros de efectivo netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el coste medio ponderado del capital empleado diferente para cada país y para cada negocio.

Si el importe recuperable de un activo (o de una unidad generadora de efectivo) es



inferior a su importe en libros, el importe en libros del mismo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados.

Las pérdidas por deterioro de valor se imputan en primer lugar al fondo de comercio, con el límite de su valor neto contable. Seguidamente, cualquier pérdida por deterioro de valor no imputada al fondo de comercio se distribuye entre los activos de la UGE de forma proporcional a su valor neto contable.

La base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un período anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión, el importe en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores. Esta reversión se registra en la línea “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

### 3.3.11) Activos financieros corrientes y no corrientes

El Grupo determina la clasificación de sus inversiones en el momento del reconocimiento inicial y revisa la misma a cada fecha de cierre. Esta clasificación depende del propósito para el cuál las inversiones han sido adquiridas.

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

- a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados
  - a.1) Activos financieros mantenidos para negociar: dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.
  - a.2) Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados: dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta en un corto plazo que no sean instrumentos derivados.
- b) Activos financieros disponibles para la venta  
Son activos financieros, específicamente designados como disponibles para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.
- c) Préstamos y partidas a cobrar  
Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no

cotizan en un mercado activo. Surgen cuando el Grupo entrega bienes o presta servicios o financia directamente a un tercero, sin la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo.

d) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que el Grupo tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver apartado 3.3.23 de esta nota). Los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero serán incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los “préstamos y cuentas a cobrar” y las “inversiones mantenidas al vencimiento”, serán valorados a sus valores razonables. Asimismo, las inversiones en acciones de sociedades que no tengan un precio de mercado cotizado en un mercado activo y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, serán valoradas a coste.

En el caso de los “Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del ejercicio. En cuanto a los “activos financieros disponibles para la venta”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el activo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro definitivo de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados del período.

Los “préstamos y cuentas a cobrar” y las “inversiones mantenidas al vencimiento”, serán valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la tasa de interés efectiva.

Una pérdida de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos.

El importe de la pérdida de valor se reconoce como gasto en la cuenta de resultados y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva. El importe en libros del activo se reduce mediante una cuenta correctora.

Si, en períodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del período.

Finalmente, una cuenta a cobrar no se considera recuperable cuando concurren situaciones tales como la disolución de la empresa, la carencia de activos a señalar para su ejecución, o una resolución judicial.

Los activos financieros se valoran por su valor nominal siempre que el efecto de no actualizar los flujos sea inmaterial. La valoración posterior, en este caso se continúa haciendo por su valor nominal.

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero, y la transferencia cumple con los requisitos para su baja en las cuentas.

#### 3.3.12) Existencias

Las existencias adquiridas para uso propio se valoran por el menor valor entre el coste y el valor neto realizable. El precio de coste, calculado como coste medio, incluye los costes de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costes en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales.

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

El valor neto realizable representa la estimación del precio de venta menos todos los costes estimados de terminación y los costes que serán incurridos en los procesos de comercialización, venta y distribución.

En el caso de las materias primas y los productos similares no será necesario corregir el valor en libros por debajo del coste siempre que se espere que los productos terminados a los que se incorporen sean vendidos por encima del coste.

Las existencias de “commodities” adquiridas para “trading” se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor se registran en la cuenta de resultados. Estas operaciones no representan un volumen significativo de las existencias del Grupo (ver nota 13).

#### 3.3.13) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

Se consideran equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

#### 3.3.14) Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del período atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo (ver notas 15.1 y 15.4).

### 3.3.15) Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Excepto por los instrumentos financieros derivados, el Grupo registra sus pasivos financieros con posterioridad al reconocimiento inicial a coste amortizado, dado que no posee pasivos financieros mantenidos para su negociación. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costes de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en la cuenta de resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las acciones preferentes que se detallan en la nota 19 corresponden a esta categoría de pasivo. Se registran inicialmente por su valor razonable neto de los costes de emisión incurridos y posteriormente siguiendo el método del coste amortizado, salvo que formen parte de alguna operación de cobertura, en cuyo caso se aplican los criterios establecidos en el apartado 3.3.23 de esta nota.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

El Grupo da de baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

### 3.3.16) Provisiones

Conforme a lo dispuesto en la normativa contable, el Grupo distingue entre:

- a) Provisiones. Se trata de obligaciones presentes, legales o asumidas por la empresa, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe y momento pueden ser inciertos; y
- b) Pasivos contingentes. Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya cancelación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos.

La dotación de una provisión se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago cuando su cuantía se pueda estimar de forma fiable y la obligación de liquidar el compromiso sea probable.

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones presentes que se deriven del mismo son registradas en los estados financieros como provisiones.

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros. No obstante lo anterior, siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación sea posible, se informa de los mismos (ver nota 34).

### 3.3.17) Pensiones y obligaciones similares

a) Planes de aportación definida

Repsol YPF tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos, tanto directamente como a través de su filial YPF o de Gas Natural Fenosa (ver nota 18).

El coste anual de estos planes se registra en la línea “Gastos de personal” de la cuenta de resultados.

b) Planes de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural Fenosa, tiene determinados planes de prestación definida. Las prestaciones a las que tienen derecho los trabajadores a la fecha de jubilación se reconocen en la cuenta de resultados de la forma siguiente:

- i. El coste de los servicios del período corriente (entendiendo como tal el incremento en el valor actual de las obligaciones que se originan como consecuencia de los servicios prestados en el ejercicio por los empleados), en el capítulo “Gastos de Personal”.
- ii. El coste por intereses (entendiendo como tal el incremento producido en el ejercicio en el valor actual de las obligaciones como consecuencia del paso del tiempo), se recoge en el epígrafe “Resultado Financiero”.
- iii. El rendimiento de los activos asignados a la cobertura de los compromisos y los cambios en su valor, menos cualquier coste originado por su administración y los impuestos que les afecten, se recoge en el epígrafe “Resultado Financiero”.

El pasivo reconocido con respecto a los planes de prestación definida es el valor actual de la obligación en la fecha del balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan, junto con ajustes por costes por servicios pasados. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada.

El importe íntegro de las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de los cambios en las hipótesis actuariales aplicadas se registra directamente en el epígrafe “Reservas” del Patrimonio Neto.

3.3.18) Subvenciones

a) Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos no corrientes, que se valoran (i) por el importe concedido o valor nominal o (ii) por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran en el pasivo del balance como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

En este epígrafe se incluyen entre otras, las subvenciones oficiales recibidas por Gas Natural Fenosa, correspondientes a los convenios con Comunidades Autónomas para la gasificación o electrificación de municipios y otras inversiones gasistas o eléctricas para las que se han cumplido todas las condiciones establecidas y que se valoran por el importe concedido.

Estas subvenciones se imputan a resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los estados financieros se presentan los importes del activo y de la subvención obtenida de forma independiente en el activo y pasivo del balance.

b) Subvenciones de explotación

Son aquellas subvenciones que resultan exigibles por parte de la empresa y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

3.3.19) Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como los importes netos percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas para la construcción de instalaciones de conexión a la red de gas o electricidad. Estos conceptos se imputan linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado relacionado que varía entre 20 y 50 años.

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los importes asociados a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> recibidos a título gratuito (Ver epígrafe 3.3.6 b) de esta nota).

3.3.20) Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo incluye o no un arrendamiento a efectos contables se basa en la sustancia económica del contrato y requiere, en la fecha de inicio del mismo, la evaluación de si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo específico y de si el acuerdo otorga el derecho de uso del mismo.

Dentro de esta categoría podemos distinguir:

a) Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando el arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad legal del activo, en su caso, puede o no ser transferida al final del contrato de arrendamiento.

Cuando las sociedades del Grupo actúan como arrendatarias de un bien en arrendamiento financiero, el coste de los activos arrendados se presenta en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo financiero en el balance por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o el valor actual de las cantidades -no contingentes ni relacionadas con la prestación de servicios- a pagar al arrendador incluyendo, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra cuando se prevea su ejercicio con suficiente grado de certeza al inicio del arrendamiento. Estos activos se amortizan conforme a los criterios aplicados para el resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea inferior, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

La carga financiera correspondiente a la actualización del pasivo financiero, se distribuye entre los periodos que constituyen el plazo del arrendamiento, obteniendo una tasa de interés constante en cada periodo, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los gastos financieros derivados de dicha actualización financiera se registran mediante cargo en el epígrafe “Resultado financiero” de la cuenta de resultados consolidada.

#### b) Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los cuales la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas que recaen sobre el activo permanecen en el arrendador, son clasificados como operativos.

Los gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en el epígrafe “Otros gastos de explotación” de la cuenta de resultados según se incurren.

En aquellos casos en los que el Grupo figura como arrendador los ingresos se reconocen en el epígrafe “Otros ingresos de explotación” de la cuenta de resultados según se devengan.

#### 3.3.21) Impuesto sobre beneficios

Repsol YPF registra en la cuenta de resultados del ejercicio el importe devengado del impuesto que grava la renta de las sociedades, para cuyo cálculo se toman en consideración las diferencias existentes entre el devengo contable y el devengo fiscal de las transacciones y otros sucesos del ejercicio corriente que hayan sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, dando origen así a las diferencias temporarias y el correspondiente reconocimiento de determinados activos y pasivos por impuestos diferidos que aparecen en el balance de situación. Estos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria el tipo de gravamen al que se espera que sean recuperadas o liquidadas.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales o salvo que resulte de aplicación la excepción al registro de pasivos por impuestos diferidos en casos de diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del Grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuesto diferido identificado como diferencia temporaria es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente, entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver nota 24).

En la línea “Impuesto sobre beneficios” de la cuenta de resultados adjunta se incluyen, tanto el gasto devengado del impuesto sobre beneficio, como las

dotaciones netas del ejercicio de las provisiones para contingencias, en la medida en que éstas se refieran al Impuesto sobre beneficios.

### 3.3.22) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el Valor Añadido.

En las ventas en las que el Grupo actúa como agente, no se registran la totalidad de los ingresos y gastos asociados a la transacción, sino que únicamente se registra como ingreso el margen de intermediación recibido o pendiente de recibir.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estos acuerdos incluyen cláusulas para adecuar a través de una contraprestación económica el valor de los productos intercambiados en función de las especificaciones técnicas de los mismos y los lugares de entrega y recepción de la mercancía. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos. Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad. Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable. Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de los accionistas a recibir el pago han sido establecidos.

Los gastos se reconocen cuando se produce la disminución de un activo o el incremento de un pasivo que se puede medir de forma fiable.

Como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en aquellos países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol YPF refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y aquellos de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos.

Las transacciones entre empresas del Grupo y entre sus segmentos se realizan de acuerdo con las condiciones de mercado. Estas transacciones generan ingresos, gastos y resultados que son eliminados en el proceso de consolidación.

Los trabajos destinados a la gestión del agua, a la protección de la atmósfera, a la gestión de residuos, a la remediación de suelos y aguas subterráneas y al desarrollo de sistemas de gestión medioambiental tienen la consideración de gasto medioambiental y su tratamiento contable se realiza de acuerdo con los criterios antes indicados.

### 3.3.23) Operaciones con derivados financieros

El Grupo contrata derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros y



comerciales por la variación de los tipos de interés, de los tipos de cambio o de los precios de determinadas “commodities”. Todos los instrumentos financieros derivados son inicialmente reconocidos a valor razonable en la fecha de inicio de contrato y posteriormente son valorados a su valor razonable. Los derivados se registran como activo cuando su valor razonable es positivo y como pasivo cuando es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la cuenta de resultados, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas cuando corresponda.

Para la valoración de los derivados, se utilizan precios cotizados de mercado a la fecha de cierre del balance, en el caso en que estén disponibles. Tal es el caso de los contratos a futuro sobre productos.

Cuando no existen precios de mercado cotizados para los instrumentos financieros derivados contratados, se estima su valor razonable descontando los flujos de caja futuros asociados a los mismos de acuerdo con los tipos de interés, tipos de cambio, diferenciales de crédito, volatilidades y curvas de precios forward vigentes en las fechas de cierre del balance de situación. Este método de valoración se ha aplicado a los siguientes instrumentos:

- permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés
- permutas financieras de tipo de interés
- contratos a plazo de tipo de cambio
- permutas sobre el precio de crudo y productos
- opciones sobre tipo de interés

Si bien el Grupo aplica técnicas de valoración habituales de mercado, cambios en los modelos de valoración o en las hipótesis aplicadas en los mismos podrían resultar en valoraciones de dichos instrumentos distintas de las que han sido registradas en el balance de situación, la cuenta de resultados y/o el patrimonio neto.

El Grupo designa ciertos derivados como instrumento de cobertura:

a) Cobertura de valor razonable

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se registran en la cuenta de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable de las partidas cubiertas atribuible al riesgo cubierto.

b) Cobertura de flujos de caja

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a

la parte inefectiva es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de resultados en los períodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados.

c) Cobertura de inversión neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de caja, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe “Diferencias de conversión” en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos.

Las diferencias de conversión se darán de baja cuando se produzca una enajenación o disposición de la operación en el extranjero.

Para los tres tipos de operaciones de cobertura anteriormente descritas, el Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y las partidas cubiertas, así como el objetivo de gestión del riesgo y estrategia de cobertura para las diversas transacciones cubiertas. El Grupo también documenta sus valoraciones, tanto en el inicio de la cobertura así como en su comportamiento posterior. En lo relativo a los derivados que son utilizados en operaciones de cobertura son altamente efectivos.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, es vendido o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el patrimonio neto se mantiene dentro del patrimonio neto hasta que se produzca la operación prevista.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales se consideran derivados separados cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registran a su valor razonable con beneficios o pérdidas no realizados presentados en la cuenta de resultados.

Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 39.

3.3.24) Metodología para la estimación del valor recuperable

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos es en general el valor de uso, calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación de tales activos.

Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGEs empleando

previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGEs, destacan los precios de compra y venta de hidrocarburos, la inflación, los costes de personal y las inversiones.

La valoración de los activos de Exploración y Producción utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas, estando limitados por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de fondos estimados están basados en niveles de producción, precios de “commodities” y estimaciones de inversiones futuras necesarias relacionadas con las reservas de petróleo y gas no desarrolladas, costes de producción, tasas de declino de los campos, demanda y oferta de los mercados, condiciones contractuales y otros factores. Las reservas no probadas se ponderan por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.

Los precios de referencia considerados se basan en una combinación de cotizaciones disponibles en la comunidad financiera.

Los flujos de caja de los negocios de Refino y Marketing se estiman a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión, incluyendo los necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad, de acuerdo con las expectativas consideradas en los Planes Estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El período de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual a partir del coste de capital específico para cada activo en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos incluyendo el riesgo país. Las tasas utilizadas en los ejercicios 2010 y 2009 para los distintos negocios se han situado en los siguientes rangos:

	2010	2009
E&P	7,7-19,7%	7,8% - 18,6%
R&M	4,2-15,7%	4,9% - 15,0%

#### (4) **ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES**

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados, requiere que se realicen suposiciones y estimaciones que afectan a los importes de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados actuales podrían diferir dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son: (i) las reservas de crudo y de gas natural; (ii) provisiones por litigios y otras contingencias, (iii) el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, (iv) el test de recuperación del

valor de los activos (ver nota 3.3.10 y 3.3.24) y (v) los instrumentos financieros derivados (ver nota 3.3.23).

### ***Reservas de crudo y gas***

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver notas 7 y 9).

Repsol YPF prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*). La SEC aprobó revisiones a sus requerimientos de información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que entraron en vigor el 1 de enero de 2010 y se aplicaron a los volúmenes de reservas calculados a 31 de diciembre de 2009. La aplicación de esta norma no tuvo efectos significativos en los volúmenes de reservas del Grupo a dicha fecha.

### ***Provisiones por litigios y otras contingencias***

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

Repsol YPF realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación. En el caso de las provisiones medioambientales, los costes pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver nota 34).

### ***Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos***

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y la realización de los activos por impuestos diferidos y la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos actuales pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en las normas impositivas, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la compañía.

## **(5) FONDO DE COMERCIO**

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
YPF S.A.	1.802	1.671
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	2.146	2.156
Refap S.A. (1)	-	264
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Empresas Lipigas S.A.	94	80
EESS de Repsol Comercial P.P, S.A	95	96
Otras compañías	208	194
	<b>4.617</b>	<b>4.733</b>

(1) En diciembre de 2010 el Grupo ha vendido su participación en la refinería Alberto Pascualini Refap, S.A. (ver nota 31).

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio .....	4.733	3.055
Adquisiciones .....	6	1.788
Variaciones del perímetro de consolidación.....	(285)	(49)
Diferencias de conversión .....	189	10
Saneamientos .....	(10)	(16)
Reclasificaciones y otros movimientos .....	(16)	(55)
Saldo al cierre del ejercicio .....	<b>4.617</b>	<b>4.733</b>

En 2010 el epígrafe de variaciones del perímetro incluye la baja del fondo de comercio por importe de 291 millones de euros correspondientes a la sociedad Alberto Pascualini Refap, S.A., que ha sido vendida en el ejercicio (ver nota 31).

En 2009, el importe más significativo incluido en la línea “adquisiciones” correspondió a la compra de Unión Fenosa, S.A. por Gas Natural SDG, S.A., que generó un fondo de comercio de 1.745 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Fondo de comercio bruto	4.643	4.749
Pérdidas de valor acumuladas	(26)	(16)
Fondo de comercio neto	<b>4.617</b>	<b>4.733</b>

### **Pruebas de deterioro para el fondo de comercio**

A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2010 y 2009 por segmentos:

	Millones de euros	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Upstream	85	78
Downstream	584	828
YPF	1.802	1.671
Upstream	1.230	1.141
Downstream	572	530
Gas Natural	2.146	2.156
TOTAL	<u>4.617</u>	<u>4.733</u>

Repsol YPF considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarán impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

**(6) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE**

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Abandera- miento	Suministro en exclusiva	Derechos Emisión	Aplicaciones Informáticas	Otro inmovilizado	Total
<b>COSTE</b>							
Saldo a 1 de enero de 2009	676	210	178	315	402	586	2.367
Inversiones (1)	3	11	12	13	48	15	102
Retiros o bajas	(20)	(33)	(1)	(48)	(3)	(6)	(111)
Diferencias de conversión	(8)	(1)	-	-	-	26	17
Variación del perímetro de consolidación	(5)	-	-	67	21	937	1.020
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(7)	21	(12)	(89)	(5)	(16)	(108)
Saldo a 31 de diciembre de 2009	<u>639</u>	<u>208</u>	<u>177</u>	<u>258</u>	<u>463</u>	<u>1.542</u>	<u>3.287</u>
Inversiones (1)	43	7	13	8	59	119	249
Retiros o bajas	(21)	(20)	(103)	(4)	(4)	(21)	(173)
Diferencias de conversión	18	3	-	-	7	63	91
Variación del perímetro de consolidación (3)	1	-	-	4	-	(28)	(23)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)(4)	19	4	(5)	(11)	(14)	1.317	1.310
Saldo a 31 de diciembre de 2010	<u>699</u>	<u>202</u>	<u>82</u>	<u>255</u>	<u>511</u>	<u>2.992</u>	<u>4.741</u>
<b>AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS</b>							
Saldo a 1 de enero de 2009	(253)	(162)	(138)	(86)	(241)	(260)	(1.139)
Amortizaciones	(24)	(23)	(6)	-	(61)	(39)	(153)
Retiros o bajas	7	26	-	14	2	1	50
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	-	-	(50)	-	-	(50)
Diferencias de conversión	4	1	-	-	-	(5)	-
Variación del perímetro de consolidación	(7)	-	-	(4)	3	1	(7)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	1	4	-	81	-	12	97
Saldo a 31 de diciembre de 2009	<u>(272)</u>	<u>(154)</u>	<u>(144)</u>	<u>(45)</u>	<u>(297)</u>	<u>(290)</u>	<u>(1.202)</u>
Amortizaciones	(31)	(16)	(9)	-	(67)	(116)	(239)
Retiros o bajas	17	15	104	-	3	15	154
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(1)	-	-	5	-	-	4
Diferencias de conversión	(10)	(2)	-	-	(5)	(16)	(33)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	17	17
Reclasificaciones y otros movimientos (2)(4)	(46)	-	-	39	11	(610)	(606)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	<u>(343)</u>	<u>(157)</u>	<u>(49)</u>	<u>(1)</u>	<u>(355)</u>	<u>(1.000)</u>	<u>(1.905)</u>
Saldo neto a 31 de diciembre de 2009	<u>367</u>	<u>54</u>	<u>33</u>	<u>213</u>	<u>166</u>	<u>1.252</u>	<u>2.085</u>
Saldo neto a 31 de diciembre de 2010	<u>356</u>	<u>45</u>	<u>33</u>	<u>254</u>	<u>156</u>	<u>1.992</u>	<u>2.836</u>

(1) Las inversiones en 2010 y 2009 proceden de la adquisición directa de activos.

(2) En el ejercicio 2010 la columna "Derechos de Emisión" incluye 211 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> asignados de manera gratuita para el 2010 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2009 por importe de 178 millones de euros. En el ejercicio 2009, la misma columna incluía 246 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> asignados de manera gratuita para el 2009 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2008 por importe de 214 millones de euros.

(3) Ver nota 30.

(4) La columna "Otro inmovilizado" incluye principalmente una reclasificación correspondiente a activos relacionados con concesiones de servicios por un importe neto de 463 millones de euros (989 millones de euros se han reclasificado en coste y 524 millones de euros en amortización acumulada) provenientes del epígrafe "Inmovilizado material" (519 millones de euros) y del epígrafe "subvenciones" (56 millones de euros).

El Epígrafe "Otro inmovilizado" incluye principalmente:

- a) Contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos como consecuencia de la combinación de negocios de Gas Natural con Unión Fenosa, por importe de 660 millones de euros en 2009 y 625 millones de euros en 2010.
- b) Activos relacionados con concesiones de servicios en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio,

si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos (ver nota 3.3.1) por importe de 626 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.

Estos activos corresponden principalmente a acuerdos de concesión de transporte de crudos, gas y derivados en Argentina obtenidos como consecuencia de la aplicación de la Ley de Privatización (ver nota 2), así como acuerdos de concesión mediante los cuales Gas Natural Fenosa participa en los servicios de transporte y distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia y en las actividades de generación de electricidad en Costa Rica. Estos activos tienen plazos de vencimiento entre 11 y 35 años, que pueden ser prorrogados por períodos entre 10 y 30 años y a cuya finalización, las instalaciones asociadas revierten a los gobiernos correspondientes, sin que exista derecho de cobro alguno por parte de YPF y de Gas Natural Fenosa.

En el ejercicio 2010 se han reconocido ingresos y costes incurridos en la fase de construcción por 21 millones de euros en los epígrafes “Ingresos de explotación” y “Gastos de explotación”.

- c) Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por importe de 282 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.
- d) Concesiones de distribución eléctrica que el Grupo posee a través del Grupo Gas Natural Fenosa por importe de 242 y 244 millones de euros, a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

El inmovilizado intangible incluye activos con vida útil indefinida por importe de 207 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 205 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. Estos activos no son amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente y se refieren principalmente a las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que el Grupo posee a través de Gas Natural Fenosa descritas más arriba (ver nota 3.3.6 c).

Los derechos de traspaso, superficie y usufructo, los costes de abanderamiento e imagen, los contratos de suministro en exclusiva, así como las concesiones administrativas y los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en el apartado 3.3.6 de la nota 3.

En 2010 en el inmovilizado intangible se incluyen 97 millones de activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero y que corresponden a los derechos de vinculación de estaciones de servicio.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2010 y 2009 a 71 y 75 millones de euros, respectivamente.

## **(7) INMOVILIZADO MATERIAL**

La composición y el movimiento del epígrafe “Inmovilizado material” y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:



Millones de euros

	Terrenos, Edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovilizado material	Inmovilizado en curso	Total
<b>COSTE</b>								
Saldo a 1 de enero de 2009 .....	2.143	19.462	29.612	1.848	1.439	1.659	3.384	59.547
Inversiones	12	261	1.099	583	4	55	2.232	4.246
Retiros o bajas	(27)	(372)	(11)	(19)	(8)	(27)	(384)	(848)
Diferencias de conversión	(35)	(70)	(1.043)	(72)	(21)	(15)	(5)	(1.261)
Variación del perímetro de consolidación	107	4.227	326	136	42	31	421	5.290
Reclasificaciones y otros movimientos (1)	365	1.173	19	4	113	(23)	(1.714)	(63)
Saldo a 31 de diciembre de 2009 .....	2.565	24.681	30.002	2.480	1.569	1.680	3.934	66.911
Inversiones	24	246	1.537	486	15	120	2.181	4.609
Retiros o bajas	(17)	(118)	(3)	(2)	(6)	(75)	(23)	(244)
Diferencias de conversión	72	663	2.295	145	51	71	60	3.357
Variación del perímetro de consolidación	(39)	(661)	(146)	(272)	1	(11)	(124)	(1.252)
Reclasificaciones y otros movimientos (1)(2)	168	557	378	(500)	394	21	(1.330)	(312)
Saldo a 31 de diciembre de 2010 .....	2.773	25.368	34.063	2.337	2.024	1.806	4.698	73.069
<b>AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS</b>								
Saldo a 1 de enero de 2009 .....	(700)	(11.808)	(18.150)	(1.030)	(619)	(1.146)	-	(33.453)
Amortizaciones	(48)	(1.144)	(1.886)	(249)	(55)	(85)	-	(3.467)
Retiros o bajas	22	335	9	11	8	20	-	405
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	-	16	150	-	-	-	-	166
Diferencias de conversión	8	66	673	28	15	8	-	798
Variación del perímetro de consolidación	(8)	29	(203)	(2)	1	1	-	(182)
Reclasificaciones y otros movimientos (1)	(2)	645	29	10	-	40	-	722
Saldo a 31 de diciembre de 2009.....	(728)	(11.861)	(19.378)	(1.232)	(650)	(1.162)	-	(35.011)
Amortizaciones	(67)	(1.190)	(2.042)	(263)	(67)	(79)	-	(3.708)
Retiros o bajas	9	91	3	-	5	67	-	175
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	(4)	(46)	(83)	(82)	-	(11)	-	(226)
Diferencias de conversión	(21)	(284)	(1.472)	(60)	(37)	(44)	-	(1.918)
Variación del perímetro de consolidación	9	273	61	99	-	4	-	446
Reclasificaciones y otros movimientos (1)(2)	2	123	191	118	351	(27)	-	758
Saldo a 31 de diciembre de 2010 .....	(800)	(12.894)	(22.720)	(1.420)	(398)	(1.252)	-	(39.484)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2009 .....	1.837	12.820	10.624	1.248	919	518	3.934	31.900
Saldo neto a 31 de diciembre de 2010 (4).....	1.973	12.474	11.343	917	1.626	554	4.698	33.585

- (1) En 2010 se incluye 177 millones de euros de reclasificaciones a "Activos no corrientes mantenidos para la venta" de la central de ciclo combinado de Plana del Vent y los activos de la sociedad Enel Unión Fenosa Renovables que se van a ceder a Enel Green Power, todos ellos poseídos a través de Gas Natural Fenosa. También en 2010 se han reclasificado a "Activos mantenidos para la venta" la participación en BBG (47 millones de euros). En 2009 incluía 676 millones de euros de reclasificaciones a activos no corrientes mantenidos para la venta de activos de distribución de gas en Cantabria, Murcia y Madrid, activos de generación eléctrica por ciclos combinados de México, así como activos en Colombia, todos ellos poseídos a través de Gas Natural Fenosa. En 2009 también incluye una disminución por importe de 71 millones de euros correspondientes al almacenamiento de gas de Gaviota (pertenecientes a la sociedad Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.) que se han reclasificado como Activos no corrientes mantenidos para la venta.
- (2) El epígrafe reclasificaciones y otros movimientos, recoge una baja de 539 millones de euros correspondientes a los activos relacionados con concesiones de servicios que, de acuerdo CNIIF 12 deben registrarse como activo intangible (ver nota 6). Adicionalmente, en el citado epígrafe, en la columna "Elementos de transporte" se incluyen 856 millones de euros correspondientes al alta de los cuatro nuevos buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 22).
- (3) Ver nota 9.
- (4) A 31 de diciembre de 2010 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 381 millones de euros.

En 2010 las principales inversiones se realizaron en España (1.932 millones de euros), en Argentina (1.516 millones de euros), en Brasil (442 millones de euros), en el resto de Centro y Sudamérica (465 millones de euros), en Libia (83 millones de euros), en Estados Unidos (63 millones de euros) y en Canadá (49 millones de euros). En 2009 las principales inversiones se realizaron en Argentina (896 millones de euros), en Estados Unidos (265 millones de euros), en Brasil (211 millones de euros), en el resto de Centro y Sudamérica (226 millones de euros), en Libia (136 millones de euros), en Canadá (111 millones de euros) y en España (2.162 millones de euros).

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 790 y 4.698 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 763 y 3.934 millones de euros a 31 de diciembre de 2009, respectivamente. Los importes correspondientes a terrenos están incluidos dentro del epígrafe "Terrenos, edificios y otras construcciones" del cuadro anterior.

El epígrafe “Inmovilizado material” incluye elementos totalmente amortizados por importe de 11.533 y 10.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

Repsol YPF capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en el apartado 3.3 de la nota 3. En 2010 y 2009, el coste medio de activación ha sido 3,76% y 4,52% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 143 y 122 millones de euros, respectivamente. Dichos importes figuran registrados en el epígrafe “Resultado financiero” de la cuenta de resultados adjunta.

Dentro del epígrafe “Inmovilizado material” se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 150 y 122 millones de euros al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2010 y 2054.

En los ejercicios 2010 y 2009 se incluyen 2.869 millones de euros y 2.024 millones de euros, respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre de estos ejercicios destacan los buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL por importe de 1.561 millones de euros y 754 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, así como los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 1.287 millones de euros y a 1.245 millones de euros 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente (ver nota 22).

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol YPF asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos del inmovilizado material, con las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

## (8) INVERSIONES INMOBILIARIAS

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2009	37	(6)	31
Retiros o bajas	(1)	-	(1)
Dotación de amortización y otros movimientos	5	-	5
Saldo a 31 de diciembre de 2009	41	(6)	35
Retiros o bajas	(2)	1	(1)
Dotaciones de amortización y otros movimientos	2	(10)	(8)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	41	(15)	26

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2010 y 2009 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 99 y 90 millones de euros respectivamente.

Los ingresos registrados en 2010 y 2009 relacionados con las inversiones inmobiliarias fueron inferiores a 1 millón de euros en cada ejercicio.

**(9) PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS**

Repsol YPF realiza una valoración de sus activos intangibles, elementos del inmovilizado material u otros activos fijos siempre que existan indicios de que se haya producido una pérdida de valor, y al menos con carácter anual, con objeto de determinar si se ha producido un deterioro en el valor de los mismos. Estas valoraciones se realizan de acuerdo con los principios generales establecidos en la nota 3.

Durante el ejercicio 2010 el registro de correcciones valorativas en activos no corrientes ha supuesto una pérdida de valor neta de 221 millones de euros.

En mayo de 2010 Repsol YPF comunicó formalmente a la National Iranian Oil Company (NIOC) y a Shell su decisión de discontinuar su participación en el proyecto integrado de licuefacción de gas natural en Irán (Persian LNG). Como consecuencia de ello el Grupo ha provisionado los activos que tenía registrados por dicho proyecto por importe de 85 millones de euros, de los cuales 52 millones de euros correspondían a activos del segmento Upstream y 33 millones de euros a activos pertenecientes al segmento GNL.

Asimismo, durante el ejercicio 2010 se ha registrado una pérdida de valor por importe de 81 millones de euros correspondiente a activos de exploración en un área en Libia debido a incertidumbres sobre las condiciones de explotación de los recursos asociados.

Adicionalmente en el ejercicio 2010 se ha provisionado el valor de varios activos correspondientes al negocio químico, por un importe de 14 millones de euros, como consecuencia de la optimización de la capacidad productiva del Grupo en España.

Durante el ejercicio 2009 el registro de correcciones valorativas en activos no corrientes supuso una recuperación de valor neta de 74 millones de euros.

Dicha cifra incluía una pérdida de 50 millones de euros por depreciación del valor de los derechos de emisión (ver nota 35), cuyo efecto se vio compensado casi en su totalidad por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos por el Plan Nacional de Asignación correspondientes al ejercicio 2009.

Asimismo, incluía una reversión de pérdidas de valor de los negocios en Argentina, registradas en ejercicios anteriores, por importe de 172 millones de euros. Esta reversión se originó por la reevaluación durante el ejercicio 2009 de la configuración de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) en las que se agrupaban los activos de upstream en Argentina. Hasta 2008 cada campo se consideraba una UGE individual. A partir de 2009, fundamentalmente como consecuencia de la evolución de ciertas condiciones económicas, operativas y comerciales en las que el Grupo desarrolla la actividad en dicho país, los citados activos se agruparon en cuatro UGEs que reflejan mejor la forma en que el Grupo toma las decisiones de gestión de dichos activos a partir de ese momento. Las referidas nuevas UGEs son las siguientes: una que agrupa los activos de los campos con reservas básicamente de crudo, y tres que agrupan los activos de campos con reservas básicamente de gas en función de las cuencas del país (Neuquina, Noroeste y Austral).

**(10) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA**

## PARTICIPACIÓN

El detalle de la inversión en sociedades asociadas más significativas, que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Perú LNG Company Llc	193	217
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, SA	19	29
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	45	44
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	50	41
Transierra, S.A.	24	20
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	37	25
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	44	41
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd	30	23
Guará, B.V.	18	-
Otras sociedades puestas en equivalencia	125	91
	<u>585</u>	<u>531</u>

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades contabilizadas aplicando el método de participación del Grupo.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio .....	531	525
Adquisiciones (1) .....	2	11
Desinversiones .....	(23)	(1)
Variaciones del perímetro de consolidación (2).....	(13)	128
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia .....	76	86
Dividendos repartidos .....	(72)	(86)
Diferencias de conversión .....	43	1
Reclasificaciones y otros movimientos (3).....	41	(133)
Saldo al cierre del ejercicio .....	<u>585</u>	<u>531</u>

- (1) Tanto en 2009 como en 2010 se incluye las aportaciones realizadas al capital de Enirepsa.
- (2) En 2009 se corresponde básicamente a la incorporación del balance de Unión Fenosa en Gas Natural (131 millones de euros, importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa) (ver nota 30).
- (3) El movimiento de 2009 incluye la reclasificación de un 13% de participación de Gas Natural Fenosa en Indra Sistemas S.A., que fue vendida el 2 de julio de 2009, a activos no corrientes mantenidos para la venta (99 millones de euros); también incluye la reclasificación del 5% de participación restante en dicha sociedad (38 millones de euros) a activos financieros disponibles para la venta (ver nota 12). Ambas cifras corresponden al importe proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa.

En el ejercicio 2010 las desinversiones corresponden a la venta de un 5% de CLH a BBK y la venta de la participación de Gas Natural Fenosa en Gas de Aragón (ver nota 31).

Los resultados en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia más significativos en 2010 y 2009 son los siguientes:

	Millones de euros	
	2010	2009
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	29	34
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, SA	24	26
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	19	16
Unión Fenosa (1)	-	14
Otras sociedades puestas en equivalencia	4	(4)
	<u>76</u>	<u>86</u>

(1) Unión Fenosa durante el periodo marzo-abril de 2009 se registró por el método de la participación en el Grupo Gas Natural Fenosa (ver nota 30).

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene influencia significativa en su gestión, basada en el hecho de que el Grupo tiene suficiente representación en su Consejo de Administración, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por el método de la participación:

<u>Sociedad</u>	<u>% Participación</u>
Ensafeca Holding Empresarial, S.L. (1)	18,52%
Sistemas Energético Mas Garullo (1)	18,00%
Gasoducto Oriental, S.A.	16,66%
Guará, B.V.	15,00%
Regasificadora del Noroeste, S.A. (1)	10,50%
CLH	10,00%
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	10,00%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	10,00%

(1) Sociedades participadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol YPF, calculadas de acuerdo al porcentaje de participación poseído en las mismas, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 (ver Anexo I):

	Millones de euros	
	2010	2009
Total Activos .....	1.953	1.903
Total Patrimonio.....	585	531
Ingresos.....	667	670
Resultado del periodo .....	<u>76</u>	<u>86</u>

#### **(11) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS.**

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2010 y 2009, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2010	2009
Fondo comercio	20	27
Inmovilizado material y otros activos intangibles	280	562
Otros activos no corrientes	22	55
Activos corrientes	18	102
	<u>340</u>	<u>746</u>
Pasivos no corrientes	59	155
Pasivos corrientes	94	30
	<u>153</u>	<u>185</u>
	<u>187</u>	<u>561</u>

En febrero de 2010 se llevó a cabo la venta del 100% de la sociedad Termobarrancas y de la licencia de exploración y explotación del área Barrancas a PDVSA, que a 31 de diciembre de 2009 se encontraban registrados en este epígrafe tras los acuerdos de compra-venta y cesión que se habían alcanzado en dicha fecha con PDVSA y PDVSA GAS, respectivamente. Como consecuencia de esta venta se dieron de baja 132 millones de euros.

El 8 de abril de 2010, Repsol YPF y Enagás firmaron un acuerdo por el cual Repsol vendía a Enagás la participación del 82% que poseía en el almacenamiento de gas natural subterráneo Gaviota por un importe de 87 millones de euros. De esta cifra, 16 millones de euros están condicionados a la aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del proyecto de ampliación. La operación se hará efectiva una vez obtenidas las necesarias autorizaciones administrativas y de competencia, por lo que al 31 de diciembre de 2010, este activo se encuentra clasificado como activo no corriente mantenido para la venta. En 2010 se ha recibido un anticipo a cuenta de esta transacción por importe de 70 millones de euros, que figura en el epígrafe de desinversiones del estado de flujos de efectivo (ver nota 31).

En julio de 2010, Gas Natural Fenosa acordó con el Grupo Alpiq la venta de 400MW de la Central de ciclo combinado de Plana del Vent por un importe total de 60 millones de euros (teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa). Además Alpiq dispondrá de un derecho de uso exclusivo y operación del otro grupo de 400 MW durante un período de dos años, sobre el que podrá ejercer, al final de los mismos, un derecho de compra por un total de 59 millones de euros (teniendo en cuenta la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa), importe que se corresponde con el valor de mercado de dicho derecho. Esta operación se enmarca en el cumplimiento de los compromisos adquiridos por Gas Natural Fenosa con la Comisión Nacional de la Competencia para la compra de Unión Fenosa y se encuentra sujeta a la obtención de las autorizaciones pertinentes. Desde 30 de junio de 2010 los activos del grupo para el que se ha acordado su venta se han considerado como activos no corrientes mantenidos para la venta.

En agosto de 2010, Gas Natural Fenosa y Enel Green Power han acordado finalizar la colaboración en energías renovables que hasta ahora mantenían a través de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER), sociedad en la que cada uno es accionista con un 50%. Tras la operación acordada, cada uno de los accionistas recibirá aproximadamente la mitad de los activos de EUFER. La operación fue aprobada el 10 de noviembre de 2010 por las autoridades de competencia, estando aún pendiente la obtención de las

autorizaciones regulatorias y administrativas requeridas. La parte de los activos y pasivos que figuran en el balance de situación consolidado de Gas Natural Fenosa que serán cedidos a Enel Green Power se han considerado como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta.

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la venta en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid de la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y PYMES y de la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas, que han sido vendidos en abril de 2010, una vez obtenidas las autorizaciones correspondientes, dándose de baja activos y pasivos en este epígrafe por importe de 112 y 20 millones de euros, respectivamente, teniendo en cuenta la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa (ver nota 31).

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la desinversión de varias sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de Méjico con una capacidad de generación total de 2.233 MW y el Gasoducto del Río que han sido vendidas en junio de 2010, tras obtener la aprobación de las autoridades mejicanas, habiéndose dado de baja en este epígrafe activos y pasivos por importe de 397 y 125 millones de euros, respectivamente (teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa) (ver nota 31).

Durante el primer semestre de 2009 se incluyeron en este epígrafe 99 millones correspondientes al 13% de participación en Indra Sistemas, sociedad en la que Unión Fenosa participaba en un 18%, al considerarse su venta altamente probable al 30 de junio de 2009. Esta venta se materializó con fecha 2 de julio. El 5% restante de la participación en esta sociedad fue clasificado como activo financiero disponible para la venta. Posteriormente, en abril de 2010, esta participación fue vendida por un importe total de 38 millones de euros, teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa (ver notas 12 y 31).

#### *Operaciones interrumpidas en 2009*

En 2009 los activos y pasivos asociados de Energía Pacífico, S.A. (EPSA) en Colombia mantenidos a través de Gas Natural Fenosa se clasificaron como actividades interrumpidas, dado que se consideraban componentes que representaban una línea de negocio significativa (Generación de electricidad en Colombia) del segmento Gas Natural Fenosa (ver nota 31). El resto de los activos y pasivos asociados a los activos y grupos considerados como mantenidos para la venta no representaban una línea de negocio o área geográfica significativa de operaciones, por lo que no se consideraron actividades interrumpidas.

El desglose por naturalezas del epígrafe “Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas” en el ejercicio 2009 fue el siguiente:

Millones de euros

Ingresos de explotación	56
Gastos de explotación	(31)
<b>Resultado de explotación</b>	<b>25</b>
Resultado financiero	-
Resultado por venta de activos	3
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>28</b>
Impuesto sobre beneficios	(16)
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas	12

En el ejercicio 2010 no se han registrado actividades interrumpidas.

## (12) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
Activos financieros no corrientes	1.789	1.732
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (1)	2	-
Otros activos financieros corrientes	684	713
Derivados por operaciones comerciales corrientes (2)	40	20
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	6.448	2.308
	<b>8.963</b>	<b>4.773</b>

- (1) Recogidos en el epígrafe "Otros activos no corrientes".  
(2) Recogidos en el epígrafe "Otros deudores"

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2010 y 2009, clasificados por clases de activos es el siguiente:

NATURALEZA/CATEGORIA	31 de diciembre de 2010							Total
	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Valor contable	
Instrumentos de Patrimonio	-	-	150	-	-	-	-	150
Derivados	2	-	-	-	-	-	-	2
Otros activos financieros	-	64	-	1.509	66	-	-	1.639
<b>Largo plazo / No corriente</b>	<b>2</b>	<b>64</b>	<b>150</b>	<b>1.509</b>	<b>66</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.791</b>
Derivados	37	-	-	-	-	71	-	108
Otros activos financieros (1)	-	346	-	601	6.117	-	-	7.064
<b>Corto plazo / Corrientes</b>	<b>37</b>	<b>346</b>	<b>-</b>	<b>601</b>	<b>6.117</b>	<b>71</b>	<b>-</b>	<b>7.172</b>
<b>TOTAL</b>	<b>39</b>	<b>410</b>	<b>150</b>	<b>2.110</b>	<b>6.183</b>	<b>71</b>	<b>-</b>	<b>8.963</b>



31 de diciembre de 2009

Valor contable

NATURALEZA/CATEGORIA	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
Instrumentos de Patrimonio	-	-	173	-	-	-	173
Derivados	-	-	-	-	-	86	86
Otros activos financieros	-	72	-	1.339	62	-	1.473
<b>Largo plazo / No corriente</b>	-	<b>72</b>	<b>173</b>	<b>1.339</b>	<b>62</b>	<b>86</b>	<b>1.732</b>
Derivados	25	-	-	-	-	137	162
Otros activos financieros (1)	-	226	-	503	2.150	-	2.879
<b>Corto plazo / Corrientes</b>	<b>25</b>	<b>226</b>	-	<b>503</b>	<b>2.150</b>	<b>137</b>	<b>3.041</b>
<b>TOTAL</b>	<b>25</b>	<b>298</b>	<b>173</b>	<b>1.842</b>	<b>2.212</b>	<b>223</b>	<b>4.773</b>

- (1) En los epígrafes “Clientes por ventas y prestaciones de servicios” y “Otros deudores” del balance se incluyen 8.160 y 6.533 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, de cuentas a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior.

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Activos financieros mantenidos para negociar	8	1	31	24	-	-	39	25
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	410	298	-	-	-	-	410	298
Activos financieros disponibles para la venta (1)	71	103	-	-	-	-	71	103
Derivados de cobertura	-	-	71	223	-	-	71	223
<b>Total</b>	<b>489</b>	<b>402</b>	<b>102</b>	<b>247</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>591</b>	<b>649</b>

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

(1) No incluye 79 y 70 millones de euros en 2010 y 2009 correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39 (ver Nota 3.3.11, Activos financieros corrientes y no corrientes).

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo con su clasificación por naturaleza:

#### 12.1) Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable.

#### 12.2) Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados en los ejercicios 2010 y 2009 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión colectiva.

### 12.3) Activos financieros disponibles para la venta

Corresponden fundamentalmente a participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio	173	881
Inversiones	1	240
Desinversiones	(39)	(87)
Ajustes a valor razonable	8	48
Variaciones del perímetro de consolidación	(1)	(951)
Reclasificaciones y otros movimientos	8	42
Saldo al cierre del ejercicio	<u>150</u>	<u>173</u>

Las inversiones en 2009 incluían 239 millones de euros correspondientes a los desembolsos por la compra de participaciones por Gas Natural en Unión Fenosa, teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa. Dicho importe fue traspasado como consecuencia de la consolidación de Unión Fenosa desde el 28 de febrero de 2009 (ver nota 30).

En el ejercicio 2010 Gas Natural Fenosa ha vendido el 5% de Indra por un importe de 38 millones de euros, lo que ha supuesto una plusvalía antes de impuestos de 1 millón de euros. En el ejercicio 2009 Gas Natural Fenosa vendió el 5% de participación en Enagás por un importe de 48 millones de euros, por lo que generó un beneficio antes de impuestos de 31 millones de euros. Estas plusvalías se han registrado en el epígrafe resultado financiero, reduciendo por el mismo importe los ajustes por cambios de valor. Adicionalmente, en 2009 Gas Natural Fenosa vendió el 1% de Isagen S.A. E.S.P. por un importe de 20 millones de euros y el 1% de Red Eléctrica Corporación S.A. por importe de 11 millones de euros; ambas transacciones no generaron resultados. Las operaciones descritas anteriormente han sido realizadas por el grupo Gas Natural Fenosa y los importes citados corresponden a la participación en dicho grupo, excepto los porcentajes que se mencionan al 100%.

Los ajustes por valoraciones a valor razonable en 2010 corresponde fundamentalmente a la participación en West Siberian Resources (11 millones de euros) y en 2009 correspondía a la participación en West Siberian Resources (32 millones de euros), Enagás (-10 millones de euros) y Unión Fenosa (22 millones de euros).

### 12.4) Préstamos y partidas por cobrar

En el siguiente desglose se detallan el valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar de los que dispone el Grupo:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2010	2009	2010	2009
No corrientes	1.509	1.339	1.689	1.308
Corrientes	601	503	601	503
	2.110	1.842	2.290	1.811

Dentro de los activos financieros no corrientes se incluye el préstamo concedido a Petersen por importe de 940 y 813 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, como consecuencia de la venta de una participación en YPF, (ver nota 31). Estos importes incluyen principal e intereses devengados a la fecha. El interés anual que devenga el préstamo es de un 8,12%. Las amortizaciones del principal tendrán lugar semestralmente a partir de mayo de 2013, momento en el que también serán cancelados los intereses devengados hasta esa fecha.

Adicionalmente, dentro de los activos financieros corrientes y no corrientes figuran préstamos a sociedades consolidadas, por la parte no eliminada en el proceso de consolidación, por importe de 324 y 345 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente.

En los activos financieros corrientes figuran 526 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 381 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior (sin considerar la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad) corresponde a un interés medio de 7,65% y 7,63% en 2010 y 2009.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2010	2009
2011	-	23
2012	38	23
2013	247	171
2014	75	64
2015	69	64
Años posteriores	1.080	994
	1.509	1.339

#### 12.5) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detallan las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2010	2009	2010	2009
Inversiones Financieras no corrientes ...	66	62	66	62
Inversiones Financieras temporales.....	4	26	4	26
Equivalentes de efectivo .....	3.993	1.045	3.993	1.045
Caja y Bancos .....	2.120	1.079	2.120	1.079
	<u>6.183</u>	<u>2.212</u>	<u>6.183</u>	<u>2.212</u>

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 1,22% y 1,51% en 2010 y 2009, respectivamente.

El vencimiento de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2010	2009
2011	-	16
2012	26	25
2013	14	-
2014	3	-
2015	3	-
Años posteriores	20	21
	<u>66</u>	<u>62</u>

### (13) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

	Millones de euros		
	Coste	Provisión por depreciación	Neto
<b>A 31 de diciembre de 2010</b>			
Crudo y Gas natural	2.323	-	2.323
Productos terminados y semiterminados	2.996	(12)	2.984
Materiales y otras existencias	552	(22)	530
	<u>5.871</u>	<u>(34)</u>	<u>5.837</u>
<b>A 31 de diciembre de 2009</b>			
Crudo y gas natural	1.425	-	1.425
Productos terminados y semiterminados	2.365	(8)	2.357
Materiales y otras existencias	473	(22)	451
	<u>4.263</u>	<u>(30)</u>	<u>4.233</u>

En los ejercicios 2010 y 2009 se han registrado ingresos netos por importe de 4 y 209 millones de euros, respectivamente, en el epígrafe “Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación” como consecuencia de la valoración de la existencias de productos terminados al menor entre su coste y su valor neto de realización.

Respecto a las materias primas en los ejercicios 2010 y 2009 se han registrado gasto

neto por importe de 9 y 36 millones de euros, respectivamente, en el epígrafe “Aprovisionamientos” como consecuencia de la valoración, al menor entre su coste su valor neto de realización.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe de existencias de crudo y productos terminados y semiterminados inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ha ascendido a 242 y 175 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 6 millones de euros en 2010 y una pérdida de 2 millones de euros en 2009.

El Grupo Repsol YPF cumple tanto a 31 de diciembre 2010, como a 31 de diciembre de 2009 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver nota 2), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

#### (14) **DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR**

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	<u>Millones de euros</u>	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Clientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	6.084	5.039
Provisión por insolvencias	(289)	(395)
<b>Clientes por ventas y prestación de servicios</b>	<u>5.795</u>	<u>4.644</u>
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	1.679	1.386
Deudores por operaciones con el personal	53	50
Administraciones públicas	633	453
Derivados por operaciones comerciales (1)	40	20
<b>Otros deudores</b>	<u>2.405</u>	<u>1.909</u>
<b>Activos por impuesto corriente</b>	369	220
<b>Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar</b>	<u>8.569</u>	<u>6.773</u>

(1) Este importe se incluye en los conceptos descritos en la nota 12.

El movimiento de la provisión para insolvencias en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	<u>Millones de euros</u>	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Saldo al inicio del ejercicio .....	395	330
Dotación/(reversión) pérdidas de valor .....	70	23
Variaciones de perímetro de consolidación .....	-	86
Diferencias de conversión .....	22	(2)
Reclasificaciones y otros movimientos .....	(198)	(42)
<b>Saldo al cierre del ejercicio .....</b>	<u>289</u>	<u>395</u>

## (15) PATRIMONIO NETO

### 15.1) Capital social

El capital social suscrito a 31 de diciembre de 2010 y 2009 está representado por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las bolsas de valores españolas y de Buenos Aires.

A la fecha de las presentes Cuentas Anuales, las acciones de Repsol YPF, S.A., en forma de *American Depositary Shares* (ADSs), cotizan en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange - NYSE) si bien con fecha 22 de febrero de 2011 la Compañía ha solicitado formalmente la exclusión de la cotización de sus ADSs en dicho mercado. En este sentido, se estima que el último día de cotización de los ADSs en la NYSE será el próximo 4 de marzo de 2011.

Los Estatutos de Repsol YPF, S.A. limitan al 10% del Capital Social con derecho a voto el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo.

A la última fecha disponible las participaciones más significativas en el capital social de Repsol YPF eran las siguientes:

Accionista	% total sobre el capital social
Sacyr Vallehermoso, S.A. (1)	20,01
Criteria Caixa Corp.	12,97
Petróleos Mexicanos (2)	4,81

- (1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.
- (2) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 4,81% del capital social de la Compañía.

A 31 de diciembre de 2010 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización oficial:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol YPF, S.A.	1.220.863.463	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	20,85	20,01	euros
			Buenos Aires	112,00	107,72	pesos
			Nueva York (NYSE)	27,94	27,24	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	921.756.951	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	11,49	10,90	euros
YPF	393.312.793	100%	Buenos Aires	200,50	165,24	pesos
			Nueva York (NYSE)	50,37	41,65	dólares
Refinería La Pampilla, S.A.	360.640.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	1,68	1,72	Soles
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas	28,83	33,16	euros
Serie D	1.689.049	100,00%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)			

## 15.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2010 y 2009 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

## 15.3) Reservas

### Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

### Reserva de revalorización

El saldo de la cuenta "Reserva de revalorización" Real Decreto-Ley 7/1996, de 7 de junio puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos de ejercicios anteriores o del ejercicio actual o futuros y a la ampliación de capital social. A partir del 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entiende realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados sean transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad. El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos. Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la prevista en el Real Decreto-Ley 7/1996, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

### Otras reservas

Incluye fundamentalmente la reserva de transición a NIIF, que recoge los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional, que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004) y todos aquellos resultados generados y no

repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

#### 15.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración "para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa".

La autorización tiene una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

En 2009, Repsol YPF enajenó un total de 12.229.428 acciones propias, representativas del 1,001% del capital social de la compañía, con valor nominal de 12,22 millones de Euros, y por un importe efectivo bruto de 230,47 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2009 y 2010, ni Repsol YPF, S.A. ni ninguna de sus sociedades filiales, mantenían acciones de la sociedad dominante.

#### 15.5) Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

##### Por activos financieros disponibles para la venta

Recoge los beneficios y las pérdidas, netos de su efecto fiscal, correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría de activos financieros disponibles para la venta.

##### Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver apartado 3.3.23 de la nota 3 y nota 21).

##### Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la nota 3.3.1, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero según el procedimiento descrito en el apartado 3.3.23 de la nota 3 (ver nota 21).

El movimiento de los ajustes por cambio de valor se presenta en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos en cada concepto por los importes brutos de su efecto fiscal. Los efectos fiscales correspondientes a los movimientos presentados en dicho estado durante los ejercicios 2010 y 2009, son los siguientes:



	Millones de euros					
	Efecto en Patrimonio		Trasferencia a Pérdidas y		Total	
	Neto		Ganancias			
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(1)	(15)	-	5	(1)	(10)
Por coberturas de flujos de efectivo	19	3	(25)	(12)	(6)	(9)
Diferencias de conversión	(120)	(143)	-	-	(120)	(143)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	6	(2)	-	-	6	(2)
	<u>(96)</u>	<u>(157)</u>	<u>(25)</u>	<u>(7)</u>	<u>(121)</u>	<u>(164)</u>

## 15.6) Dividendos

A continuación se detallan los dividendos pagados por Repsol YPF, S.A. en los ejercicios 2010 y 2009:

	31/12/2010			31/12/2009		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe (1)	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe (2)
Acciones ordinarias	42,5%	0,425	519	147,5%	1,475	1.801
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
<b>Dividendos totales pagados</b>	<b>42,5%</b>	<b>0,425</b>	<b>519</b>	<b>147,5%</b>	<b>1,475</b>	<b>1.801</b>
a) Dividendos con cargo a resultados	42,5%	0,425	519	147,5%	1,475	1.801
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

(1) Este importe corresponde al pago del dividendo complementario del ejercicio 2009.

(2) Este importe corresponde al pago del dividendo a cuenta y complementario del ejercicio 2008 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2009 (pagado el 22 de diciembre de 2009), e incluye, 14 millones de euros correspondientes a acciones de Repsol YPF, S.A en poder del Grupo en el momento del pago.

El dividendo a cuenta de los beneficios de los ejercicios 2010 y 2009 corresponde al dividendo bruto por acción distribuido por Repsol YPF, S.A. a cuenta de los beneficios de cada ejercicio. En 2010 el importe ha ascendido a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción) y en 2009 a 519 millones de euros (0,425 euros brutos por acción).

El dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2009, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 30 de Abril de 2010, ascendió a 519 millones de euros (0,425 euros brutos por acción).

En la propuesta de distribución de resultados correspondiente al ejercicio 2010 de Repsol YPF, S.A., que se presentará para su aprobación a la próxima Junta General de Accionistas, se solicitará la distribución de un dividendo complementario del ejercicio 2010, pagadero a partir del 7 de julio de 2011, de 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción).

## 15.7) Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el que se detalla a continuación:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Resultado procedente de operaciones interrumpidas (millones de euros)	-	12
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	4.693	1.559
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.221	1.211

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
<b>BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (Euros) (1)</b>		
Básico	3,84	1,29
Diluido	3,84	1,29

(1) El beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante en el ejercicio 2009 incluye un beneficio correspondiente a las actividades interrumpidas, que asciende a 0,01 euros por acción.

#### 15.8) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2010 y 2009 corresponde a las sociedades que se detallan a continuación:

	<u>Millones de euros</u>	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
YPF, S.A.	1.149	790
Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa (1)	478	449
Petronor, S.A.	96	93
Refinería La Pampilla, S.A.	98	84
Otras compañías	25	24
<b>Total</b>	<u>1.846</u>	<u>1.440</u>

(1) Dentro de este importe se incluyen acciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A., del Grupo Gas Natural Fenosa por un importe nominal de 226 millones de euros (importe proporcional correspondiente al porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

#### (16) SUBVENCIONES

Las subvenciones registradas en el balance, que ascienden a 110 millones de euros y 124 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista (80 millones de euros en 2010 y 108 millones de euros en 2009).

La cuenta de resultados incluye ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones de capital en el epígrafe "Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras". Por otro lado, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio en el epígrafe "Otros ingresos" ha ascendido a 227 y 192 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente.

#### (17) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2010 y 2009, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2010 y 2009, han sido los siguientes:

Millones de euros

	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes						Total
	Provisión para pensiones (5)	Desmantelamiento de campos	Provisiones por contratos	Medio Ambiente	Emisión de CO <sub>2</sub>	Otras provisiones	
<b>Saldo a 1 de enero de 2009</b>	<b>66</b>	<b>1.101</b>	<b>472</b>	<b>238</b>	<b>200</b>	<b>1.080</b>	<b>3.157</b>
Dotaciones con cargo a resultados (1)	34	109	79	70	163	283	738
Aplicaciones con abono a resultados (2)	(20)	(24)	(31)	(2)	-	7	(70)
Cancelación por pago	(19)	(41)	(43)	(70)	-	(140)	(313)
Variaciones del perímetro de consolidación (3)	186	30	-	-	32	164	412
Diferencias de conversión	7	(34)	(14)	(6)	-	(15)	(62)
Reclasificaciones y otros movimientos (4)	(11)	(3)	(71)	(8)	(215)	(175)	(483)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2009</b>	<b>243</b>	<b>1.138</b>	<b>392</b>	<b>222</b>	<b>180</b>	<b>1.204</b>	<b>3.379</b>
Dotaciones con cargo a resultados (1)	23	96	99	75	179	563	1.035
Aplicaciones con abono a resultados (2)	(2)	(1)	-	(3)	(1)	(135)	(142)
Cancelación por pago	(24)	(29)	(43)	(50)	-	(160)	(306)
Variaciones del perímetro de consolidación	(21)	(8)	(5)	-	4	(2)	(32)
Diferencias de conversión	15	76	29	14	-	39	173
Reclasificaciones y otros movimientos (4)	23	161	(55)	(4)	(180)	124	69
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2010</b>	<b>257</b>	<b>1.433</b>	<b>417</b>	<b>254</b>	<b>182</b>	<b>1.633</b>	<b>4.176</b>

- (1) Incluye 199 y 233 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2010 y 2009, respectivamente.
- (2) Incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.
- (3) En 2009 correspondía fundamentalmente a la combinación de negocios de Unión Fenosa realizada por Gas Natural (ver nota 30).
- (4) El epígrafe “Desmantelamiento de campos” incluye 178 y 33 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, correspondientes al alta de inmovilizado material y de la provisión por desmantelamiento de campos durante los citados ejercicios.
- (5) Ver nota 18.

Dentro del epígrafe “Otras provisiones corrientes y no corrientes” se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes. En la nota 34 se incluye información sobre las disputas con terceros.

Las provisiones para riesgos y gastos anteriores incluyen provisiones corrientes por importe de 404 millones de euros en 2010 y de 282 millones de euros en 2009. En relación con las provisiones no corrientes por contratos onerosos, su vencimiento va ligado al de los contratos que las han generado, que finalizan en los próximos ejercicios con un máximo de 2018. Respecto a las provisiones por desmantelamiento de campos no corrientes, 488 millones de euros vencen entre 1 y 5 años y 913 millones de euros vencen en un plazo superior a 5 años. Respecto a las provisiones derivadas de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes, dadas las características de los riesgos incluidos, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago.

## **(18) PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL**

### a) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol YPF tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la legislación vigente, cuyas principales características son las siguientes:

- i. Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.
- ii. El promotor (Repsol YPF) se compromete, para los partícipes en activo, a una aportación mensual a fondos de pensiones externos de determinados porcentajes del salario.

En YPF y otras filiales fuera de España existen también planes de pensiones de aportación definida para los empleados y directivos de las principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el grupo Gas Natural Fenosa tiene reconocidos para algunos colectivos de trabajadores planes de pensiones de aportación definida.

El coste anual cargado en la cuenta de “Gastos de personal” de la cuenta de resultados en relación con los planes de aportación definida descritos anteriormente ha ascendido a 52 y 45 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente.

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado “Plan de Previsión de Directivos”, que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como la invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del índice general nacional de precios al consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las aportaciones ordinarias y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada. El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en caso de jubilación, fallecimiento, incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, así como en algunos supuestos específicos contemplados en el Reglamento del Plan. El coste por este plan cargado en el epígrafe “Gastos de personal” de la cuenta de resultados en los ejercicios 2010 y 2009 ha ascendido a 4 y 3 millones de euros, respectivamente.

### b) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural Fenosa e YPF Holdings, una filial de YPF, tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos en España, Brasil, Colombia y Estados Unidos, entre otros países. Adicionalmente, en el ejercicio 2009, el Grupo tenía determinados planes de pensiones, a través de su participación en REFAP en Brasil, si bien dicha participación fue vendida en diciembre de 2010. El desglose por país de las provisiones registradas por estos planes es el siguiente:

	2010	2009
España (ver b.1)	109	117
Colombia (ver b.2)	81	67
Brasil (ver b.3)	17	21
Estados Unidos (ver b.4)	30	20
Resto	20	18
<b>Total</b>	<b>257</b>	<b>243</b>

b.1) A 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el Grupo a través de Gas Natural Fenosa, tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados colectivos en España:

- Pensiones a pensionistas jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos pertenecientes a determinados colectivos.
- Compromisos de pago de complementos de pensiones de prestación definida con el personal pasivo del antiguo Grupo Unión Fenosa jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo.
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación y planes de jubilación anticipada.
- Complementos salariales y cotizaciones a la seguridad social para un colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

b.2) A 31 de diciembre de 2010 y 2009 existen los siguientes compromisos para determinados empleados en Colombia:

- Compromisos por pensiones causadas para el personal pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras ayudas post jubilación.

b.3) A 31 de diciembre de 2010 y 2009 Repsol YPF tiene en vigor, a través de su participación en Gas Natural Fenosa, las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral, con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales dependiendo de los años de servicio.

b.4) YPF Holdings, una filial de YPF, a 31 de diciembre de 2010 mantiene un plan de pensiones no contributivo, para directivos, personas con alta responsabilidad en la empresa, así como antiguo personal que trabajaba en empresas de su grupo. Adicionalmente, dicha sociedad otorga prestaciones por planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados que se jubilan anticipadamente, así como prestaciones por sanidad y riesgo de fallecimiento a empleados discapacitados y prestaciones de riesgo de fallecimiento para ejecutivos retirados.

Adicionalmente, USA Holdings, Inc., otorga prestaciones por servicios médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados jubilados.

El detalle de las principales provisiones para pensiones y obligaciones similares, desglosado por países, reconocidas en el Balance de situación consolidado, así como el movimiento del valor actual de las obligaciones y del valor razonable de los activos del plan es el siguiente:

Valor actual de las obligaciones	2010				2009			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
A 1 de Enero	361	67	73	20	60	-	26	27
Variaciones del perímetro de consolidación (1)	1	-	(41)	-	312	74	-	-
Coste del servicio del ejercicio	1	-	1	1	5	-	1	-
Coste de intereses	16	6	6	1	14	6	7	2
Ganancias y pérdidas actuariales	(1)	8	11	4	(4)	(3)	(7)	(6)
Beneficios pagados	(29)	(10)	(4)	(2)	(24)	(6)	(3)	(2)
Trasposos y cancelaciones	12	-	-	3	(2)	(7)	30	-
Diferencias de conversión	-	10	6	3	-	3	19	(1)
<b>A 31 de Diciembre</b>	<b>362</b>	<b>81</b>	<b>52</b>	<b>30</b>	<b>361</b>	<b>67</b>	<b>73</b>	<b>20</b>
<b>Valor razonable activos del plan</b>								
A 1 de Enero	244	-	52	-	47	-	17	-
Variaciones del perímetro de consolidación (1)	1	-	(27)	-	203	-	-	-
Rendimiento esperado	11	-	5	2	9	-	5	-
Aportaciones	11	-	-	1	3	-	2	4
Ganancias y pérdidas actuariales	2	-	2	(3)	(3)	-	3	-
Prestaciones pagadas	(29)	-	(3)	-	(15)	-	(2)	(4)
Otros movimientos	13	-	-	-	-	-	18	-
Diferencias de conversión	-	-	6	-	-	-	9	-
<b>A 31 de Diciembre</b>	<b>253</b>	<b>-</b>	<b>35</b>	<b>-</b>	<b>244</b>	<b>-</b>	<b>52</b>	<b>-</b>
<b>Provisiones para pensiones y obligaciones similares</b>	<b>109</b>	<b>81</b>	<b>17</b>	<b>30</b>	<b>117</b>	<b>67</b>	<b>21</b>	<b>20</b>

(1) En 2010 corresponde a la venta del 30% de participación en Refap, mientras que en 2009 correspondía a la adquisición de Unión Fenosa por Gas Natural.

Las cantidades reconocidas en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, para todos los planes de pensiones mencionados anteriormente son las siguientes:

	2010				2009			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Coste de servicio del ejercicio	1	-	1	1	5	-	1	-
Coste por intereses	16	6	6	1	14	6	4	2
Cancelaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento previsto activos del plan	(11)	-	(5)	(2)	(10)	-	(3)	-
<b>Cargo en la cuenta de resultados</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>2</b>

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales netas de impuestos reconocidas directamente en patrimonio ha ascendido a un importe negativo de 11 millones de euros y un importe positivo de 12 millones de euros para los ejercicios 2010

y 2009, respectivamente.

Las principales categorías de activos de los planes de pensiones descritos anteriormente corresponden a bonos y, en menor medida a otros títulos y activos inmobiliarios.

El rendimiento real sobre activos de los planes mantenidos a través sociedades del grupo Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2010, correspondiente básicamente a España, ha sido de 16 millones de euros (9 millones de euros en 2009).

Las hipótesis actuariales aplicadas han sido las siguientes:

	2010				2009			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Tipo de descuento (1)	2,3% a 5%	8,00%	6,80% - 7,70%	5,54% a 4,65%	2,3% a 5%	8,40%	10,80% - 7,7%	5,54% a 6,11%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (1)	2,3% a 5%	8,00%	6,80% - 6,10%	N/A	2,3% a 5%	8,40%	10,80% - 6,10%	N/A
Incrementos futuros en salario (1)	3,00%	2,70%	6,6% - 2,24%	N/A	3,00%	3,00%	6,50% - 2,24%	N/A
Incrementos futuros en pensión (1)	2,50%	2,70%	0,00%	N/A	2,50%	3,00%	0,00%	N/A
Tipo de inflación (1)	2,50%	2,70%	4,50% - 4%	N/A	2,50%	3,00%	4,50% - 4%	N/A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	ISS 1980/89 - RV08	AT-83 / AT 2000		PERMF 2000	ISS 1980/89	AT-83 / AT 2000	

(1) anual

#### c) Incentivos a medio y largo plazo.

La compañía tiene implantado un instrumento de fidelización dirigido a directivos y a otras personas con responsabilidad en el Grupo, consistente en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer los vínculos de los directivos y mandos con los intereses de los accionistas basados en la sostenibilidad de los resultados de la compañía a medio y largo plazo y el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

El Presidente Ejecutivo no es partícipe de ninguno de los programas de incentivos vigentes a la fecha, si bien en su actual esquema retributivo, el grado de consecución de cada programa a su vencimiento sirve de referencia para determinar el importe de la retribución plurianual correspondiente a cada ejercicio, que es abonada en el ejercicio siguiente.

A cierre de ejercicio se encuentran vigentes los programas de incentivos 2007-2010, 2008-2011, 2009-2012 y 2010-2013, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2007-2010) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2010 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer trimestre de 2011.

Los cuatro programas vigentes (2007-2010, 2008-2011, 2009-2012 y 2010-2013), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada programa está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En todos los casos el incentivo plurianual, de percibirse, además de aplicarle a la cantidad determinada en el momento de su concesión un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos, se multiplicaría asimismo por un segundo coeficiente variable, vinculado a la media de las valoraciones individuales de desempeño obtenidas por beneficiario en el sistema de Gestión por Compromisos en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos, resultados que a su vez entran a formar parte de la retribución variable anual a percibir por el mismo.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol YPF.

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2010 y 2009 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 25 y 18 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2010 y 2009, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 50 y 36 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

## (19) PASIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
Pasivos financieros no corrientes	14.940	15.411
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (1)	1	1
Pasivos financieros corrientes	4.362	3.499
Derivados por operaciones comerciales corrientes (1)	115	42
	<u>19.418</u>	<u>18.953</u>

(1) Los derivados por operaciones comerciales se encuentran registrados en los epígrafes “Otros pasivos no corrientes” y “Otros acreedores” del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2010				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	-	4.716	-	4.716	4.776
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	10.089	-	10.089	10.228
Derivados	6	-	130	136	136
<b>Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes</b>	<b>6</b>	<b>14.805</b>	<b>130</b>	<b>14.941</b>	<b>15.140</b>
Deudas con entidades de crédito	-	1.872	-	1.872	1.872
Obligaciones y otros valores negociables (2)	-	2.352	-	2.352	2.366
Derivados	219	-	34	253	253
<b>Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes</b>	<b>219</b>	<b>4.224</b>	<b>34</b>	<b>4.477</b>	<b>4.491</b>
<b>TOTAL</b>	<b>225</b>	<b>19.029</b>	<b>164</b>	<b>19.418</b>	<b>19.631</b>



31 de diciembre de 2009

	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	-	5.343	-	5.343	5.343
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	9.925	-	9.925	10.489
Derivados	10	-	134	144	144
<b>Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes</b>	<b>10</b>	<b>15.268</b>	<b>134</b>	<b>15.412</b>	<b>15.976</b>
Deudas con entidades de crédito	-	1.807	-	1.807	1.807
Obligaciones y otros valores negociables	-	1.626	-	1.626	1.695
Derivados	69	-	39	108	108
<b>Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes</b>	<b>69</b>	<b>3.433</b>	<b>39</b>	<b>3.541</b>	<b>3.610</b>
<b>TOTAL</b>	<b>79</b>	<b>18.701</b>	<b>173</b>	<b>18.953</b>	<b>19.586</b>

(1) Incluye acciones preferentes por importe de 3.205 y 3.726 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

(2) Incluye acciones preferentes por importe de 543 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, los estados financieros incluyen importes correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 22.1) en los epígrafes “Otros pasivos no corrientes” (2.852 y 1.919 millones de euros, respectivamente) y “Otros acreedores” (223 y 172 millones de euros, respectivamente).

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<b>Pasivos financieros mantenidos para negociar</b>	60	17	165	62	-	-	225	79
<b>Derivados de cobertura</b>	-	-	164	173	-	-	164	173
<b>Total</b>	<b>60</b>	<b>17</b>	<b>329</b>	<b>235</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>389</b>	<b>252</b>

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

La distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 se detalla en el apartado 20.1.2 sobre el riesgo de liquidez de la nota 20.

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2010		2009	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	6.695	3,63%	6.852	4,26%
Acciones Preferentes	3.698	3,46%	3.607	3,85%
Obligaciones	8.695	4,34%	6.267	4,98%
	<b>19.088</b>	<b>3,92%</b>	<b>16.726</b>	<b>4,44%</b>

A continuación se detallan las emisiones, recompras y reembolsos de valores representativos de deuda (registradas en los epígrafes “Obligaciones y otros valores negociables corrientes y no corrientes”) que han tenido lugar durante los ejercicios 2010 y 2009:

	Saldo al 31/12/2009	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2010
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	10.697	4.597	(3.804)	(37)	11.453
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	2	-	(2)	-	-
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	852	101	(18)	53	988
<b>TOTAL</b>	<b>11.551</b>	<b>4.698</b>	<b>(3.824)</b>	<b>16</b>	<b>12.441</b>

	Saldo al 31/12/2008	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2009
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	7.756	3.170	(685)	456	10.697
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	-	-	-	2	2
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	651	119	(81)	163	852
<b>TOTAL</b>	<b>8.407</b>	<b>3.289</b>	<b>(766)</b>	<b>621</b>	<b>11.551</b>

El 26 de marzo de 2010, el Grupo a través de su filial Repsol International Finance B.V. firmó un Programa Euro Commercial Paper (ECP) de importe 1.500 millones de euros, garantizado por Repsol YPF S.A. El 12 de noviembre de 2010 el importe del Programa fue ampliado a 2.000 millones de euros. El saldo vivo a 31 de diciembre de 2010 era de 1.432 millones de euros.

Asimismo, en fecha 14 de enero de 2010, Gas Natural Fenosa cerró tres emisiones de bonos, al amparo del programa de EMTN, en tres tramos en el euromercado con vencimiento a cinco, ocho y diez años, por un importe de 196, 211 y 256 millones de euros, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2010, el importe dispuesto era de 2.094 millones de euros, mientras que el importe pendiente de utilización ascendía a 919 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Adicionalmente, el 23 de marzo de 2010 Gas Natural Fenosa ha formalizado la firma de un programa ECP por un importe de 301 millones de euros, cuyo emisor es Unión Fenosa Finance B.V. A 31 de diciembre de 2010, la cantidad dispuesta de dicho programa era de

108 millones de euros, siendo el disponible de 193 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

El 24 de marzo de 2010 Gas Natural SDG ha firmado un préstamo por importe de 1.205 millones de euros bajo la modalidad “Club Deal” con un total de 18 bancos. El importe total del préstamo se divide en 301 millones de euros con vencimiento a 3 años y 904 millones de euros con vencimiento a 5 años (importes proporcionales a la participación del grupo en Gas Natural Fenosa).

Las operaciones financieras descritas correspondientes a Gas Natural Fenosa, junto con el cobro por la venta de activos de generación en México y de distribución de gas en la Comunidad Autónoma de Madrid, ha supuesto el 2 de junio de 2010 la cancelación de la financiación que la citada sociedad contrató para la adquisición de Unión Fenosa.

Por su parte, el día 5 de mayo de 2010 venció por importe 943 millones de euros, un bono emitido por Repsol International Finance B.V., garantizado por Repsol YPF S.A

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2010 y 2009 en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, sociedades de control conjunto (por el porcentaje no integrado en el proceso de consolidación) o sociedades que no formen parte del Grupo:

	Saldo al 31/12/2009	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2010
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	28			2	30

	Saldo al 31/12/2008	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2009
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	-	28	-	-	28

En general, la deuda financiera incorpora las cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza.

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, BV, con la garantía de Repsol YPF, S.A., por un importe total de 4.623 millones de euros (correspondientes a un nominal de 4.636 millones de euros), contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o “*cross-default*”), y, a no constituir gravámenes en garantía sobre los bienes de Repsol YPF S.A. por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario-fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los inversores de los bonos emitidos en Marzo de 2009 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol YPF, si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol YPF quedara situada por debajo del grado de inversión.

Asimismo, en relación con las emisiones de ciertas obligaciones negociables por un

importe global de 189 millones de euros (correspondientes a un nominal de 193 millones de euros), YPF, S.A. ha acordado ciertas cláusulas que incluyen entre otras, pagar todos sus pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o “cross-default”), y no crear gravámenes que excedan el 15% del total de activos consolidados. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares de por lo menos un porcentaje que varía entre el 10% y el 25% del valor nominal total de dichas obligaciones negociables en circulación, podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

Adicionalmente, el Grupo Gas Natural Fenosa tiene determinados proyectos de inversión (de su actividad de energías renovables y de Unión Fenosa Gas) que han sido financiados de manera específica mediante préstamos que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de préstamos, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascendía a 113 y 295 millones de euros, respectivamente (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

#### Acciones Preferentes

El Grupo Repsol YPF a través de su filial Repsol International Capital llevó a cabo, en octubre de 1997, una emisión de acciones preferentes de esta última sociedad por importe de 725 millones de dólares con las siguientes características:

- Dividendo : 7,45% anual, pagadero trimestralmente.
- Plazo : perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del quinto año al valor nominal.
- Garantía : subordinada de Repsol YPF, S.A.
- Retribución : el pago de dividendos preferentes está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias. Si no se devenga el dividendo, no hay obligación posterior de pagarlo.

El 8 de febrero de 2011 se han amortizado el 100% de estas participaciones preferentes que cotizaban en la Bolsa de Nueva York (NYSE). Los valores se han amortizado por 25,00 dólares por cada participación preferente, más la cuantía de los dividendos devengados y no pagados desde el 31 de diciembre de 2010 hasta la fecha de la amortización, que han ascendido a 0,20 dólares por participación preferente. Estas participaciones preferentes tenían un valor contable en el balance a 31 de diciembre de 2010 de 543 millones de euros y 503 millones de euros a 31 de diciembre de 2009.

En mayo y diciembre de 2001, Repsol International Capital realizó dos nuevas emisiones de acciones preferentes por importe de 1.000 y 2.000 millones de euros, respectivamente, cuyas características son las siguientes:

- Dividendo : variable a un tipo, para los 10 primeros años, Euribor a 3 meses con un mínimo del 4% TAE y un máximo del 7% TAE, y a partir del décimo año Euribor más 3,5%. El dividendo será pagadero trimestralmente.
- Plazo : perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del décimo año al valor nominal.
- Garantía : subordinada de Repsol YPF, S.A.
- Retribución : el pago de dividendos será preferente y no acumulativo, está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias.

El valor contable de los citados instrumentos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 asciende

a 3.025 y 3.044 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe “Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables no corrientes” de los balances de situación consolidados adjuntos.

Adicionalmente el grupo Gas Natural Fenosa, a través de Unión Fenosa Financial Services USA, tiene emitidas participaciones preferentes por un valor nominal de 183 millones de euros (importe proporcional a la participación del grupo de Gas Natural Fenosa). El valor contable de dichas participaciones preferentes a 31 de diciembre de 2010 y 2009 asciende a 180 y 179 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe “Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables no corrientes” de los balances de situación consolidados adjuntos.

## **(20) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL**

### 20.1) Gestión de riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. Repsol YPF dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

#### 20.1.1) Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de commodities.

La compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Estas se complementan con otras medidas de riesgo en aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requiere.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los “ajustes por cambios de valor”) de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*.

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre de cada ejercicio.

#### a) Riesgo de tipo de cambio:

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que operamos. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Repsol YPF obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver nota 21).

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los

instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de las apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Efecto de la variación del tipo de cambio del euro frente al dólar:

	Apreciación (+)/depreciación (-) en el tipo de cambio	2010	2009
Efecto en el resultado	5%	5	23
después de impuestos	-5%	(6)	(25)
Efecto en el patrimonio	5%	(30)	205
neto	-5%	33	(226)

Adicionalmente, una apreciación del dólar frente al real brasileño y al peso argentino del 5%, por los instrumentos poseídos al 31 de diciembre de 2010, hubiera supuesto en 2010 una variación aproximada en el resultado neto después de impuestos de -4 millones de euros y 53 millones de euros, respectivamente, mientras que en 2009 hubiera supuesto un incremento de 2 millones de euros y 35 millones de euros, respectivamente.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al real brasileño y al peso argentino del 5% habría supuesto en 2010 un descenso en patrimonio de -0,9 millones de euros y -1,5 millones de euros, respectivamente, mientras que en 2009 habría supuesto un incremento de 18 millones de euros y 1 millón de euros, respectivamente.

b) Riesgo de tipo de interés:

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que tienen un tipo de interés fijo.

Repsol YPF contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura (ver nota 21).

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes (ver apartado Gestión del capital, al final de esta nota) a tipo fijo ascendía a 9.917 y 7.745 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 90% y 53%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo acciones preferentes.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	Incremento (+)/descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	2010	2009
Efecto en el resultado	+50	(5)	(13)
después de impuestos	-50	5	13
Efecto en el patrimonio	+50	20	20
neto	-50	(21)	(20)

c) Riesgo de precio de commodities:

Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados.

Repsol YPF contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver nota 21).

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto las siguientes variaciones en el resultado neto, como consecuencia de su efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo en dicha fecha:

	Aumento(+)/ disminución (-) de un 10%	2010	2009
Efecto en el resultado	+10%	(85)	(50)
después de impuestos	-10%	85	50

20.1.2) Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.690 y 4.680 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

31 de diciembre de 2010	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	
Proveedores	4.539	-	-	-	-	-	4.539
Otros acreedores	5.550	-	-	-	-	-	5.550
Préstamos y otras deudas financieras (1)	4.071	2.157	2.703	3.140	1.631	4.099	17.801
Acciones preferentes (1) (2)	632	137	310	130	130	3.000	4.339
Derivados (3)	40	20	11	33	4	15	123

31 de diciembre de 2009	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	
Proveedores	3.491	-	-	-	-	-	3.491
Otros acreedores	4.127	-	-	-	-	-	4.127
Préstamos y otras deudas financieras (1)	3.559	2.630	1.772	2.789	3.027	3.382	17.159
Acciones preferentes (1) (3)	70	57	57	233	55	3.504	3.976
Derivados (1) (4)	96	26	10	2	14	6	154

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

- (1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes “Pasivos financieros no corrientes” y “Pasivos financieros corrientes” incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.
- (2) Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor. Las preferentes en dólares emitidas por Repsol International Capital han sido amortizadas el 8 de febrero del 2011 (ver nota 19). En la tabla de 2010 se ha supuesto que las preferentes en euros se cancelarán con posterioridad a 2014. En el periodo “Siguientes” se incluye únicamente el nominal de los instrumentos. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.
- (3) En la tabla de 2009 se supuso que se cancelaban con posterioridad a 2014 excepto las emitidas por Union Fenosa Financial Services USA, del grupo Gas Natural para las que se supuso su vencimiento en 2013. En el periodo “Siguientes” se incluye únicamente el nominal de los instrumentos. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.
- (4) Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la nota 21.

### 20.1.3) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones por insolvencias por importe de 7.471 y 6.001 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:



- La antigüedad de la deuda
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido.

En la nota 14 Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar se incluyen las provisiones para insolvencias a 31 de diciembre de 2010 y 2009. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

Exposición máxima	Millones de euros	
	2010	2009
- Deudas comerciales	7.760	6.396
- Derivados	110	247
- Efectivo y Equivalente al efectivo	6.448	2.308

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras con calificaciones crediticias elevadas debidamente documentadas conforme a las convenciones de mercado que regulan estas operaciones de mercado financieras. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen una elevada calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo neto con un tercero, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 5%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 0,1%.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por Entidades Financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

El Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.219 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y de 2.892 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascendían a 1.009 y 779 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2010, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 23 millones de euros. En 2009 esta cifra se situó en 24 millones de euros.

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

Vencimientos	Millones de euros	
	2010	2009
- Deuda no vencida	6.539	5.440
- Deuda vencida 0-30 días	269	173
- Deuda vencida 31-180 días	402	186
- Deuda vencida mayor a 180 días (1)	261	201
<b>Total</b>	<b>7.471</b>	<b>6.001</b>

(1) Corresponde principalmente a deudas garantizadas o mantenidas con Organismos Oficiales o Entes Públicos.

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la nota 12, en función de si son de naturaleza financiera u operativa.

## 20.2) Gestión del capital

Repsol YPF, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura financiera objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista optimizando el coste del capital.

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta dos ratios de apalancamiento definidos como relación entre la deuda financiera neta (y, en su caso, la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes) y el capital empleado neto, entendido éste como la suma de la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes más el patrimonio neto:

*Deuda Financiera Neta / Capital Empleado Neto*

*Deuda Financiera Neta incluyendo acciones preferentes / Capital Empleado Neto*

El cálculo de estos ratios tiene en cuenta los siguientes criterios:

- El importante peso de las acciones preferentes en el conjunto de la financiación ha motivado su consideración para el seguimiento de los ratios financieros de la compañía, si bien su condición de perpetuidad les confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y de exigibilidad de la deuda (ver nota 19).
- Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2010 y 2009, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
Pasivos financieros no corrientes	14.940	15.411
Acciones preferentes	3.205	3.726
Resto de pasivos financieros no corrientes	11.735	11.685
Pasivos financieros corrientes	4.362	3.499
Acciones preferentes	543	-
Resto de pasivos financieros no corrientes	3.819	3.499
Activos financieros no corrientes	(1.789)	(1.732)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 12)	150	173
Otros activos financieros corrientes (1)	(158)	(332)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(6.448)	(2.308)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés (ver nota 21)	(85)	(57)
Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes (2)	10.972	14.654
Patrimonio neto	25.986	21.391
Capital empleado neto	36.958	36.045
<b>Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes / Capital empleado neto</b>	<b>29,7%</b>	<b>40,7%</b>
Menos acciones preferentes	(3.748)	(3.726)
Deuda financiera neta	7.224	10.928
<b>Deuda financiera neta / Capital empleado neto</b>	<b>19,5%</b>	<b>30,3%</b>

- (1) No incluye 526 y 381 millones de euros en 2010 y 2009 respectivamente, registrados en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" del balance que corresponden a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.
- (2) No incluye 3.075 y 2.091 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver nota 22.1).

La evolución y el análisis de estos ratios se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro de los mismos como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo. A 31 de diciembre de 2010, estos ratios se han situado en 19,5% para el ratio de deuda financiera neta entre capital empleado y 29,7% para el ratio de deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes sobre el capital empleado neto, mostrando una mejora significativa respecto a los mismos en el año 2009: 30,3% y 40,7%, respectivamente.

El descenso de estos ratios en el ejercicio 2010 se ha debido principalmente a la entrada de la liquidez proveniente de la operación de ampliación de capital de Repsol Brasil (ver nota 31), así como el resto de operaciones de desinversión realizadas en el año (REFAP, entre otras).

## **(21) OPERACIONES CON DERIVADOS**

Durante el ejercicio 2010 el Grupo Repsol YPF lleva a cabo operaciones de cobertura de los siguientes tipos:

1. Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos.
2. Coberturas de flujos de efectivo.
3. Cobertura de inversiones netas de activos en el extranjero.

Adicionalmente, el Grupo Repsol YPF realizó en 2010 y 2009 otras operaciones con

instrumentos derivados que no califican como cobertura contable.

A continuación se detalla el efecto en el balance de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2010 y 2009 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación:

*Datos en millones de euros*

*31 de diciembre de 2010*

<b>Clasificación</b>	<b>Activo No corriente</b>	<b>Activo corriente</b>	<b>Pasivo No corriente</b>	<b>Pasivo corriente</b>	<b>Valor Razonable</b>
<b>Derivados de cobertura:</b>	-	71	(130)	(34)	(93)
<b>De Valor razonable:</b>	-	67	-	(11)	56
- de tipo de interés	-	43	-	-	43
- de tipo de cambio	-	24	-	(11)	13
<b>De Flujos de efectivo:</b>	-	4	(103)	(23)	(122)
- de tipo de interés	-	-	(99)	(18)	(117)
- de tipo de cambio e interés	-	-	(4)	-	(4)
- de tipo de cambio	-	2	-	-	2
- de commodities	-	2	-	(5)	(3)
<b>De Inversión neta</b>	-	-	(27)	-	(27)
<b>Otros derivados</b>	2	37	(6)	(219)	(186)
<b>TOTAL (1)</b>	<b>2</b>	<b>108</b>	<b>(136)</b>	<b>(253)</b>	<b>(279)</b>

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 85 millones de euros.

*Datos en millones de euros*

*31 de diciembre de 2009*

<b>Clasificación</b>	<b>Activo No corriente</b>	<b>Activo corriente</b>	<b>Pasivo No corriente</b>	<b>Pasivo corriente</b>	<b>Valor Razonable</b>
<b>Derivados de cobertura:</b>	86	137	(134)	(39)	50
<b>De Valor razonable:</b>	84	5	-	(3)	86
- de tipo de interés	84	-	-	-	84
- de tipo de cambio	-	5	-	(2)	3
- de precio de producto	-	-	-	(1)	(1)
<b>De Flujos de efectivo:</b>	2	2	(127)	(8)	(131)
- de tipo de interés	2	-	(127)	(3)	(128)
- de tipo de cambio	-	2	-	(1)	1
- de precio de producto	-	-	-	(4)	(4)
<b>De Inversión neta</b>	-	130	(7)	(28)	95
<b>Otros derivados</b>	-	25	(10)	(70)	(55)
<b>TOTAL (1)</b>	<b>86</b>	<b>162</b>	<b>(144)</b>	<b>(109)</b>	<b>(5)</b>

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 57 millones de euros.

El impacto de la valoración de los instrumentos financieros derivados antes de impuestos en la Cuenta de pérdidas y ganancias y en el patrimonio neto consolidados es el siguiente:

	2010			2009		
	Resultado de explotación	Resultado financiero	Ajustes por cambios de valor	Resultado de explotación	Resultado financiero	Ajustes por cambios de valor
Cobertura de valor razonable	10	(30)	-	(1)	62	-
Cobertura de flujos de efectivo	(12)	(81)	20	5	(50)	32
Cobertura de inversión neta	-	-	(302)	-	-	(83)
Otras operaciones	(96)	(205)	-	(84)	212	-
<b>Total</b>	<b>(98)</b>	<b>(316)</b>	<b>(282)</b>	<b>(80)</b>	<b>224</b>	<b>(51)</b>

Adicionalmente al efecto desglosado en la tabla anterior, en 2010 se han traspasado 11 millones de euros negativos al epígrafe “Resultados de ejercicios anteriores” correspondientes a las diferencias de conversión vinculadas a la cobertura de inversión neta de la participación en YPF que ha sido vendida durante el ejercicio 2010.

A continuación se detallan los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2010 y 2009, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales.

#### 21.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable, bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período.

Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2010 y 2009 se detallan a continuación:

31 diciembre 2010	Vencimientos					Sig.	Total	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015			
millones de euros								
Tipo de interés:								
Collar (EUR) (a)	2.000	-	-	-	-	-	2.000	43
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permitas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (cross currency IRS)	2	1	-	-	-	-	3	-
Tipo de cambio:								
USD (b)	1.461	-	-	-	-	-	1.461	13
EUR	27	-	-	-	-	-	27	-
BRL	10	-	-	-	-	-	10	-
MAD	2	-	-	-	-	-	2	-

56

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Sig.		
	millones de euros							
Tipo de interés:								
Collar (EUR) (a)	-	2.000	-	-	-	-	2.000	84
Operaciones sobre tipo de interés (variable a fijo): Importe								
Contrato/nocional (EUR)	1	1	1	1	8	-	12	-
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (cross currency IRS) (variable a fijo): importe								
Contrato/nocional (BRL)	1	1	1	-	-	-	3	-
Tipo de cambio:								
USD/Euro: Importe Contrato (USD)	163	-	-	-	-	-	163	3
MAD/Euro: Importe Contrato (MAD)	1	-	-	-	-	-	1	-
Precio de commodities:								
Importe Contrato (USD)	1	-	-	-	-	-	1	(1)
								86

**(a) Collar sobre tipos de interés**

En mayo de 2001 Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero, sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes realizada en dicha fecha (ver nota 19).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual, si la contraparte ejerce dicho derecho, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 7% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral a partir del 30 de junio de 2001, siendo la fecha del primer vencimiento el 1 de octubre de 2001 y del último el 30 de junio de 2011.
- Repsol YPF ha comprado un derecho en virtud del cual si ejerce el mismo, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 4% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral e idénticas fechas de vencimiento a las indicadas en el párrafo anterior.

Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, el coste final para Repsol YPF de esta emisión de acciones preferentes durante los diez primeros años, ha quedado establecido en un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses.

Asimismo, en abril de 2002, con fecha efectiva 30 de junio de 2002, Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes por importe de 2.000 millones de euros realizada en diciembre de 2001 (ver nota 19).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual si la contraparte ejerce el derecho, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 7% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral a partir del 30 de junio de 2002, siendo la fecha del primer vencimiento el 30 de septiembre de 2002 y del último el 31 de diciembre de 2011.

- Repsol YPF ha comprado un derecho en virtud del cual si ejerce el mismo, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 4% TAE, sobre el notional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral e idénticas fechas de vencimiento a las indicadas en el párrafo anterior.

Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, del total de los 2.000 millones correspondientes a la emisión de acciones preferentes de diciembre de 2001, 1.000 millones de euros han quedado a un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses, para el período comprendido entre el 30 de septiembre de 2002 y el 31 de diciembre de 2011.

**(b) Swaps en USD**

A 31 de diciembre de 2010, incluye coberturas vinculadas a la adquisición de los buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 22) cuyo notional asciende a 1.473 millones de dólares (1.113 millones de euros) y que tienen un valor de mercado negativo de 11 millones de euros.

El resto de los instrumentos vivos, cuyo valor razonable neto asciende a 24 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

**21.2) Coberturas de Flujo de Efectivo**

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido (como la totalidad o alguno de los pagos futuros de interés de una deuda a interés variable), o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

31 diciembre 2010	Vencimientos						Total	Valor Razonable	
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.			
	millones de euros								
Tipo de interés:									
Permutas financieras (EUR)	777	812	4	3	1	8	1.605	(49)	
Permutas financieras (USD)	11	62	11	12	12	329	437	(68)	
Permutas financieras (ARS)	3	-	-	-	-	-	3	-	
Permutas financieras (MXN)	5	5	4	-	-	-	14	-	
Collar (EUR)	1	4	1	1	-	1	8	-	
Tipo de cambio y tipo de interés:									
Permutas financieras mixtas de tipo de cambio y tipo de interes (cross-currency IRS)	2	3	3	3	4	7	22	(4)	
Tipo de cambio:							-		
USD	86	1	-	-	-	-	87	2	
Precio de commodities (1):									
EUR	52	-	-	-	-	-	52	(1)	
USD	26	-	-	-	-	-	26	(2)	
								(122)	

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable	
	2010	2011	2012	2013	2014	Sig.			
	millones de euros								
Tipo de interés:									
Permutas financieras (EUR)	663	776	814	6	4	37	2.301	(84)	
Permutas financieras (USD)	48	12	59	13	13	326	472	(44)	
Permutas financieras (ARS)	2	-	-	-	-	-	2	-	
Collar (EUR)	2	1	4	1	1	1	9	-	
Tipo de cambio:									
USD/Euro	244	2	2	2	2	2	254	2	
Euro/USD	441	-	-	-	-	-	441	(1)	
Precio de commodities (1):									
EUR	44	-	-	-	-	-	44	(3)	
USD	10	-	-	-	-	-	10	(1)	
								(131)	

(1) Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

El Grupo tiene contratada una permuta financiera de tipo de interés con un notional de 750 millones de euros, vinculadas a las emisiones de deuda efectuadas a través de su filial Repsol International Finance B.V (ver nota 19). Según este instrumento, el Grupo paga un tipo de interés fijo de 4,23% y recibe Euribor a 3 meses. A 31 de diciembre de 2010 y 2009, su valor razonable era un valor negativo por importe de 29 y 42 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 se incluyen permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport en Canadá. A través de las mismas el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 5,28% y recibe LIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2010 su notional ascendía a 327 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo por importe de 60 millones de euros (35 millones de euros a 31 de diciembre de 2009).

El resto de los instrumentos vivos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

Durante el año 2007 se discontinuó la cobertura de flujos de efectivo de dos permutas financieras de tipo de interés por un importe notional de 674 millones de euros asociadas a la emisión de acciones preferentes por haber dejado de ser eficientes. La pérdida acumulada registrada en el epígrafe “Ajustes por cambio de valor” a 31 de diciembre de 2010 y 2009 por el citado instrumento asciende a 36 y 39 millones de euros, respectivamente. El importe de los “Ajustes por cambio de valor” traspasado a resultados en los ejercicios 2010 y 2009 por este concepto ha ascendido a un gasto de 3 y 4 millones de euros en los ejercicios 2010 y 2009, respectivamente.

### 21.3) Coberturas de Inversión Neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Repsol YPF suscribe contratos de compra o venta de divisas a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio de la inversión en sus filiales en el extranjero.

A continuación se detalla el inventario de las operaciones más significativas de derivados financieros existentes a 31 de diciembre de 2010 y 2009:



31 diciembre 2010	Vencimientos						Sig.	Total	Valor
	2011	2012	2013	2014	2015	Razonable			
millones de euros									
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")									
Fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	-	158	-	-	158	(27)	(27)

31 diciembre 2009	Vencimientos						Sig.	Total	Valor
	2010	2011	2012	2013	2014	Razonable			
millones de euros									
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")									
Fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	342	-	-	-	158	-	500	(35)	
Fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR) (1)	300	-	-	-	-	-	300	130	95

Al 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía contratados CCIRS con un nocional de 300 millones de euros equivalentes con vencimiento en 2010 que fueron discontinuados como cobertura con fecha 21 de febrero de 2008 y que, desde entonces, fueron considerados especulativos (ver apartado 21.4 de esta nota). En el momento de la discontinuación su valor razonable ascendía a 130 millones de euros que se encontraban registrados en el activo del balance como derivados financieros de cobertura de inversión neta con su contrapartida en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor". A partir del momento de su discontinuación, las variaciones en su valor razonable fueron registradas en el resultado del ejercicio (ver el apartado 21.4 de esta nota). Estos derivados fueron liquidados durante 2010.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía contratados para la cobertura de las variaciones del tipo de cambio de sus inversiones en el extranjero CCIRS por un nocional de 500 millones de euros. De este importe, 342 millones de euros han sido liquidados durante 2010; la variación de valor razonable del nocional liquidado, registrada en 2010 en el epígrafe diferencias de conversión ha sido negativa por un importe de 44 millones de euros. A 31 de diciembre de 2010, siguen vivos instrumentos por un nocional de 158 millones de euros, cuya variación de valor razonable en el ejercicio ha supuesto unas diferencias de conversión negativas de 19 millones de euros.

Adicionalmente, durante 2010 el Grupo contrató diversas coberturas de inversión neta. Las mismas fueron liquidadas dentro del ejercicio. La disminución registrada en su valor razonable desde su contratación hasta la fecha de liquidación ascendió a un importe negativo de 239 millones de euros, que fueron registrados como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor".

En el ejercicio 2009 se discontinuó el tratamiento como cobertura contable de unos CCIRS por un importe nocional de 1.950 millones de euros. El incremento de valor razonable de los mismos desde el 1 de enero de 2009 hasta la fecha de discontinuación ascendió a 7 millones de euros, que fueron registrados como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor". Posteriormente, dichos instrumentos fueron liquidados y como consecuencia de dicha liquidación se registró un ingreso de 168 millones de euros en el epígrafe "Resultado financiero" de la cuenta de resultados del ejercicio 2009.

#### 21.4) Otras operaciones con derivados

Repsol YPF tiene contratados adicionalmente una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de interés, tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

**(a) De tipo de interés**

31 diciembre 2010	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.		
millones de euros								
Permutas financieras sobre tipo de interés variable a fijo: Importe								
Contrato/nocional (EUR)	32	-	-	-	-	-	32	(2)
Collar (EUR)	5	-	-	-	-	-	5	-

31 diciembre 2009	Vencimientos					Total	Valor Razonable	
	2010	2011	2012	2013	2014			
millones de euros								
Permutas financieras sobre tipo de interés variable a fijo: Importe								
Contrato/nocional (EUR)	300	-	-	-	-	-	300	(16)

**(b) De tipo de cambio y tipo de interés**

31 diciembre 2010	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.		
millones de euros								
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe								
Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	67	67	(6)

31 diciembre 2009	Vencimientos					Total	Valor Razonable	
	2010	2011	2012	2013	2014			
millones de euros								
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe								
Contrato/nocional (EUR) (1)	300	-	-	-	-	-	300	(2)
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe								
Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	1	1	(8)

A 31 de diciembre de 2009, el Grupo registraba unos CCIRS con vencimiento en 2010 que fueron discontinuados como cobertura de inversión neta en febrero de 2008 y que desde entonces fueron considerados especulativos (ver apartado 21.3 de esta nota). La variación del valor razonable de los mismos desde el momento de la discontinuación de la cobertura hasta el 31 de diciembre de 2009 (2 millones de euros) fue registrada como pasivo por instrumentos derivados no considerados como cobertura contable. En 2010, estos instrumentos fueron liquidados. La variación de su valor razonable desde el inicio del ejercicio hasta la fecha de su liquidación ascendió a 21 millones de euros, registrados como gasto financiero del ejercicio.

**(c) De tipo de cambio**

Repsol YPF tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio.

<b>31 diciembre 2010</b>	<b>Vencimientos</b>						<b>Total</b>	<b>Valor Razonable</b>	
	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>Sig.</b>			
	millones de euros								
Euro/USD	1.555	-	-	-	-	-	1.555	(68)	
USD/Euro	1.317	-	-	-	-	-	1.317	(12)	
CLP/USD	111	-	-	-	-	-	111	3	
USD/PEN	111	-	-	-	-	-	111	-	
USD/BRL	328	-	-	-	-	-	328	(4)	
CAD/USD	18	-	-	-	-	-	18	-	
Euro/NOK	3	-	-	-	-	-	3	-	
USD/NOK	2	-	-	-	-	-	2	-	

<b>31 diciembre 2009</b>	<b>Vencimientos</b>						<b>Total</b>	<b>Valor Razonable</b>	
	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>Sig.</b>			
	millones de euros								
Euro/USD	2.222	-	-	-	-	-	2.222	7	
USD/Euro	367	-	-	-	-	-	367	(8)	
CLP/USD	74	-	-	-	-	-	74	-	
USD/PEN	12	-	-	-	-	-	12	-	
USD/BRL	329	-	-	-	-	-	329	(2)	
CAD/USD	19	-	-	-	-	-	19	-	
JPY/USD	28	-	-	-	-	-	28	-	

***(d) Contratos a futuro sobre productos***

La cobertura del riesgo asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación de instrumentos derivados que principalmente son futuros y swaps. Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2010 y 2009 eran las siguientes:

31 diciembre 2010	Vencimientos						Sig.	Total	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	millones de euros			
<b>Contratos de compra</b>									
BRENT (Miles de barriles)	3.646	-	-	-	-	-	3.646	5	
WTI (Miles de barriles)	1.998	-	-	-	-	-	1.998	6	
NYMEX HHO (Miles de barriles)	60	-	-	-	-	-	60	-	
IPE GO (Miles de toneladas)	757	1	-	-	-	-	758	32	
RBOB (Miles de barriles)	463	-	-	-	-	-	463	2	
Physical Inventory MTM (miles de millones de BTU)	1.362	-	-	-	-	-	1.362	-	
<b>Contratos de venta</b>									
BRENT (Miles de barriles)	6.294	-	-	-	-	-	6.294	(18)	
WTI (Miles de barriles)	4.412	-	-	-	-	-	4.412	(14)	
NYMEX HHO (Miles de barriles)	1.270	-	-	-	-	-	1.270	(3)	
IPE GO (Miles de toneladas)	1.207	-	-	-	-	-	1.207	(55)	
RBOB (Miles de barriles)	523	-	-	-	-	-	523	(1)	
Physical Fixed Price (miles de MMBTU)	900	-	-	-	-	-	900	-	
Physical Algonquin CityGate (miles de MMBTU)	1.077	-	-	-	-	-	1.077	-	
Physical Tetco M3 (miles de MMBTU)	13.165	535	-	-	-	-	13.700	2	
Physical NGI Index.Avg (miles de MMBTU)	1.162	-	-	-	-	-	1.162	-	
Physical NYMEX (miles de MMBTU)	24.049	4.500	-	-	-	-	28.549	(10)	
Physical Tenn Z6 (miles de MMBTU)	7.300	7.300	-	-	-	-	14.600	2	
<b>Swaps</b>									
Brent (Miles de barriles)	17.080	-	-	-	-	-	17.080	(35)	
JET (Miles de toneladas)	81	-	-	-	-	-	81	(1)	
GO (Miles de toneladas)	327	-	-	-	-	-	327	(2)	
Fuel Oil (Miles de toneladas)	196	-	-	-	-	-	196	-	
Propano (Miles de toneladas)	58	-	-	-	-	-	58	-	
Nafta (Miles de toneladas)	20	-	-	-	-	-	20	-	
Tetco M3 Basis Swaps (miles de MMBTU)	41.130	6.370	-	-	-	-	47.500	(10)	
Henry Hub Basis Swap (miles de MMBTU)	8.370	-	-	-	-	-	8.370	-	
Henry Hub Index Swap (miles de MMBTU)	8.370	-	-	-	-	-	8.370	-	
Henry Hub Swing Swap (miles de MMBTU)	700	-	-	-	-	-	700	-	
Henry Hub Futures (miles de MMBTU)	1.810	-	-	-	-	-	1.810	3	

31 diciembre 2009	Vencimientos					Sig.	Total	Valor
	2010	2011	2012	2013	2014			Razonable
	millones de euros							
<b>Contratos de compra</b>								
BRENT (Miles de barriles)	1.499	-	-	-	-	-	1.499	3
WTI (Miles de barriles)	1.500	-	-	-	-	-	1.500	2
NYMEX HHO (Miles de barriles)	62	-	-	-	-	-	62	-
IPE GO (Miles de toneladas)	135	-	-	-	-	-	135	2
RBOB (Miles de barriles)	855	-	-	-	-	-	855	-
Henry Hub (TBTU)	30	-	-	-	-	-	30	-
<b>Contratos de venta</b>								
BRENT (Miles de barriles)	4.036	-	-	-	-	-	4.036	(6)
WTI (Miles de barriles)	4.411	-	-	-	-	-	4.411	(11)
NYMEX HHO (Miles de barriles)	982	-	-	-	-	-	982	(2)
IPE GO (Miles de toneladas)	229	-	-	-	-	-	229	(4)
RBOB (Miles de barriles)	602	-	-	-	-	-	602	(1)
Henry Hub (TBTU)	86	-	-	-	-	-	86	1
<b>Opciones</b>								
Contratos de compra								
Call (Miles de barriles)	2.000	-	-	-	-	-	2.000	-
Put (Miles de barriles)	17.000	-	-	-	-	-	17.000	-
Contratos de venta								
Call (Miles de barriles)	7.800	-	-	-	-	-	7.800	(1)
Put (Miles de barriles)	7.000	-	-	-	-	-	7.000	-
COLLAR Fuel Oil								
Compra CALL (Toneladas)	6.900	-	-	-	-	-	6.900	-
Venta PUT (Toneladas)	6.900	-	-	-	-	-	6.900	-
<b>Swaps</b>								
WTI (Miles de barriles)	1.350	-	-	-	-	-	1.350	(4)
Brent (Miles de barriles)	7.268	-	-	-	-	-	7.268	3
JET (Miles de toneladas)	190	-	-	-	-	-	190	(1)
UNL 87 (Miles de barriles)	230	-	-	-	-	-	230	(1)
GO (Miles de toneladas)	185	-	-	-	-	-	185	(1)
Premium Unl (Miles de toneladas)	3	-	-	-	-	-	3	-
Fuel Oil (Miles de toneladas)	77	67	67	68	-	-	279	-
Nafta (Miles de toneladas)	188	-	-	-	-	-	188	(1)
<b>Swaps de fletes</b>								
BITRA (Miles de toneladas)	240	-	-	-	-	-	240	-

El epígrafe de balance “Otros deudores” incluye en 2010 y 2009, 2 y 1 millón de euros, respectivamente, correspondientes a la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en el apartado 3.3.23 de la nota 3.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el Grupo a través de su participación en Gas Natural, tiene derivados por operaciones sobre el precio de las materias primas por un valor razonable negativo de 1 millón de euros y nocionales de aproximadamente 2 millones de euros.

**(e) Operaciones sobre los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>:**

El Grupo realiza operaciones de swap y de futuros sobre derechos de emisión (EUAs y CERs) que se valoran a valor de mercado de acuerdo con NIC 39 con el fin de optimizar el coste de las emisiones de CO<sub>2</sub> realizadas por el Grupo en cada ejercicio. El valor razonable de estos instrumentos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascendía a un pasivo de 1 millón de euros.

## (22) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

Dentro del epígrafe “Otros pasivos no corrientes” se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
Deudas por arrendamientos financieros	2.852	1.919
Fianzas y depósitos	236	284
Ingresos diferidos	193	131
Otros	382	338
	<u>3.663</u>	<u>2.672</u>

### 22.1) Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2010	2009	2010	2009
Durante el siguiente ejercicio	301	219	223	172
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	1.169	830	735	553
A partir del 6º ejercicio	5.030	3.696	2.117	1.366
	<u>6.500</u>	<u>4.745</u>	<u>3.075</u>	<u>2.091</u>
Menos:				
Futuros gastos financieros	(3.425)	(2.654)		
	<u>3.075</u>	<u>2.091</u>		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			2.852	1.919
Deuda por arrendamiento financiero corriente			<u>223</u>	<u>172</u>
			<u>3.075</u>	<u>2.091</u>

El tipo interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2010 ha ascendido al 6,25% (5,9 % a 31 de diciembre de 2009).

Los principales pasivos recogidos en este epígrafe son los siguientes:

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un período de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 510 millones de dólares (382 millones de euros) y 513 millones de dólares (356 millones de euros), respectivamente.
- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovable hasta un período de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe registrado en este epígrafe

ascendió a 1.297 (970 millones de euros) y 1.312 millones de dólares (911 millones de euros), respectivamente.

- En diciembre de 2007 se adquirió conjuntamente por Repsol YPF (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) un buque de 138.000 m<sup>3</sup> de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 25 años, ampliables por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 164 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos. El importe registrado por este buque a 31 de diciembre de 2010 y 2009 en el balance consolidado asciende a 110 millones de euros y 103 millones de euros, respectivamente.
- En 2009 Repsol YPF (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) adquirieron conjuntamente un buque de 138.000 m<sup>3</sup> de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 20 años, ampliables por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 142 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos. El importe registrado por este buque a 31 de diciembre de 2010 y 2009 en el balance consolidado asciende a 109 millones de euros y 105 millones de euros, respectivamente.
- En 2010, se han registrado cuatro buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL en Perú por importe de 818 millones de euros. Los buques Barcelona Knutsen, Sevilla Knutsen y Valencia Knutsen, que tienen una capacidad de 173.410 m<sup>3</sup>, se han adquirido a través de contratos de time-charter con una duración de 20 años ampliables por periodos consecutivos de 5 años y el buque Castillo de Santiesteban, de 173.600 m<sup>3</sup> de capacidad, se ha adquirido también a través de un contrato de time-charter con una duración de 20 años, con opción de compra al final del mismo.
- Asimismo se incluyen los arrendamientos financieros correspondientes a otros siete buques metaneros adquiridos con anterioridad al 2006 para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2029, por importe de 561 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 570 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. Cuatro de estos buques son de Gas Natural Fenosa y los otros tres de Repsol YPF.

## 22.2) Fianzas y depósitos

En el epígrafe Fianzas y depósitos se incluyen, entre otros, los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

## (23) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

En los ejercicios 2010 y 2009, Repsol YPF tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar”:

	Millones de euros	
	2010	2009
Proveedores	4.539	3.491
Deuda por arrendamientos financieros (nota 22.1)	223	172
Administraciones Públicas acreedoras	982	909
Instrumentos financieros derivados	115	42
Otros	4.230	3.004
Otros acreedores	5.550	4.127
Pasivo por impuesto corriente	765	409
Total	10.854	8.027

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

El saldo de las cuentas comerciales a pagar por las sociedades españolas que han superado el plazo establecido por la Ley 15/2010, asciende a 31 de diciembre de 2010 a 5 millones de euros.

## (24) SITUACIÓN FISCAL

### *Gravamen sobre el beneficio*

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol YPF, éste se encuentra sometido, en materia impositiva y de gravamen del beneficio, a distintas jurisdicciones fiscales.

#### a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen especial de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo, repartiéndose éste entre dichas sociedades según el criterio establecido por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en cuanto a registro y determinación de la carga impositiva individual.

Repsol YPF, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2010 es de 48, siendo las más significativas por volumen de negocio las siguientes: la propia Repsol YPF, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol YPF Trading y Transporte, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integran otras dos sociedades, que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

Además, en los estados financieros consolidados se incluye, por consolidación proporcional, todo lo relativo a la tributación por el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa. Dicho Grupo tributa para la mayoría de sus sociedades



españolas también por el régimen especial de consolidación fiscal, siendo Gas Natural SDG, S.A. la sociedad dominante del Grupo Fiscal 59/93. Las sociedades más significativas que se integran en el mencionado Grupo Fiscal son las siguientes: la propia Gas Natural SDG, S.A., Gas Natural Castilla León, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A., Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A y Unión Fenosa Distribución, S.A.

Por último, las demás sociedades residentes en España que no están integradas en alguno de los anteriores grupos fiscales tributan, en el Impuesto sobre Sociedades, de forma individualizada.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, aplican el tipo general de gravamen del 30%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 35%, y el grupo Petronor, que aplica la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

#### b) En Argentina

Las sociedades del Grupo residentes en la República Argentina tributan de forma individualizada en el Impuesto sobre Sociedades aplicando un tipo nominal del 35% sobre el resultado del ejercicio.

Adicionalmente, calculan el Impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio, pudiendo ser éste un impuesto complementario al Impuesto sobre Sociedades. La obligación fiscal en cada ejercicio coincidirá con el mayor de ambos impuestos. No obstante, si el impuesto a la ganancia mínima presunta es superior al Impuesto sobre Sociedades, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del Impuesto sobre Sociedades sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en los diez ejercicios siguientes.

#### c) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan, en cada uno de los países en los que actúan, aplicando el tipo de gravamen vigente en el Impuesto sobre Beneficios al resultado del ejercicio. Adicionalmente, en algunos países se registran impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al Impuesto sobre Sociedades.

Por otra parte, las sociedades del Grupo residentes en España o Argentina que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al Impuesto sobre Sociedades vigente en los mismos, por la parte de los beneficios que allí se obtienen. Es el caso de las sucursales de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, Libia, Argelia, Perú o Ecuador).

A continuación se indican los tipos de gravamen (nominales) del Impuesto sobre Sociedades aplicables en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

- Libia: 65%
- Argelia: 38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Trinidad y Tobago: 35% (gas); 55% y 57,25% (petróleo)
- Estados Unidos: 35%
- Brasil: 34%

- Ecuador: 25%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%
- Venezuela: 34% (gas) y 50% (petróleo)
- Países Bajos: 25,5%
- Portugal: 29%

***Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios***

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2010 y 2009, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 3.3.21 de Políticas contables de la nota 3, es el siguiente:

	Millones de euros			TOTAL
	Ejercicio 2010			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	
<b>Resultado contable antes de impuestos</b>	<b>1.641</b>	<b>1.416</b>	<b>3.556</b>	<b>6.613</b>
<u>Ajuste al resultado contable:</u>				
Por diferencias no temporarias	2.210 (1)	292	(2.976) (2)	(474)
Por diferencias temporarias	(317)	344	109	136
Base Imponible (Resultado fiscal)	3.534	2.052	689 (3)	6.275
Cuota del impuesto	1.060	723	533	2.316
Deducciones aplicables	(913)	-	-	(913)
Impuesto corriente a pagar	147	723	533	1.403
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	539	(6)	(22)	511
<b>Total Gasto por Impuesto corriente</b>	<b>686</b>	<b>717</b>	<b>511</b>	<b>1.914</b>
Impuesto diferido del ejercicio	93	(119)	(139)	(165)
Otros ajustes al gasto por impuesto	170	(58)	(119)	(7)
<b>Total Gasto por Impuesto diferido</b>	<b>263</b>	<b>(177)</b>	<b>(258)</b>	<b>(172)</b>
<b>Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades</b>	<b>949</b>	<b>540</b>	<b>253</b>	<b>1.742</b>

- (1) Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español.
- (2) Incluye esencialmente el resultado derivado de la ampliación de capital en Repsol Brasil, S.A.
- (3) Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

Millones de euros				
Ejercicio 2009				
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
<b>Resultado contable antes de impuestos</b>	<b>1.173</b>	<b>1.001</b>	<b>602</b>	<b>2.776</b>
<b>Ajuste al resultado contable:</b>				
Por diferencias no temporarias	1.179 (1)	211	(143)	1.246
Por diferencias temporarias	(112)	(25)	(348)	(485)
Base Imponible (Resultado fiscal)	2.240	1.187	111 (2)	3.537
Cuota del impuesto	675	415	295	1.385
Deducciones aplicables	(618)	-	-	(618)
Impuesto corriente a pagar	57	415	295	767
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	352	58	(6)	404
<b>Total Gasto por Impuesto corriente</b>	<b>409</b>	<b>473</b>	<b>289</b>	<b>1.171</b>
Impuesto diferido del ejercicio	23	10	95	128
Otros ajustes al gasto por impuesto	(4)	(5)	(160)	(169)
<b>Total Gasto por Impuesto diferido</b>	<b>19</b>	<b>5</b>	<b>(65)</b>	<b>(41)</b>
<b>Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades</b>	<b>428</b>	<b>478</b>	<b>224</b>	<b>1.130</b>

(1) Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español.

(2) Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

La composición, por conceptos, de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance es la siguiente:

Millones de Euros			
	2010	2009	Variación
<b>Activos por impuesto diferido:</b>			
Provisiones insolvencias de créditos	57	60	(3)
Provisiones para el personal	118	114	4
Provisiones para contingencias	209	169	40
Otras provisiones	297	271	26
Diferencias de amortizaciones	315	239	76
Créditos fiscales	715	780	(65)
Otros activos por impuestos diferidos	282	388	(106)
	<b>1.993</b>	<b>2.021</b>	<b>(28)</b>
<b>Pasivo por impuesto diferido</b>			
Incentivos fiscales	(12)	(11)	(1)
Plusvalías diferidas	(82)	(44)	(38)
Diferencias de amortizaciones	(1.124)	(932)	(192)
Moneda funcional	(651)	(683)	32
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(1.231)	(1.324)	93
Otros pasivos por impuestos diferidos	(287)	(401)	114
	<b>(3.387)</b>	<b>(3.395)</b>	<b>8</b>

El importe total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a 95 millones de euros en el ejercicio 2010 y 11 en el ejercicio 2009.

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 583 y 489 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, correspondientes esencialmente a créditos fiscales por bases imponibles negativas y deducciones no aplicadas, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF.

El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 119 y 115 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, al corresponder a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas que cumplen los requisitos establecidos en NIIF para acogerse a la excepción de registro.

#### ***Otra información con trascendencia fiscal***

El importe de las deducciones acreditadas en 2010 asciende a 913 millones de euros, derivadas fundamentalmente de mecanismos para evitar la doble imposición interna e internacional y, en menor medida, por la realización de inversiones.

Tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal y contrarias a las pretensiones del Grupo.

Repsol YPF considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

No obstante, dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado "Otras provisiones" (ver nota 17), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos fiscales. El importe registrado en el balance a 31 de diciembre de 2010 y 2009 por este concepto asciende a 588 millones de euros y 473 millones de euros, respectivamente. Dicha provisión corresponde a un número elevado de litigios sin que ninguno de ellos de forma individual represente un porcentaje significativo de dicho importe.

#### **(25) NEGOCIOS CONJUNTOS**

El Grupo participa a 31 de diciembre de 2010 en las sociedades controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo I siendo las principales las siguientes:

Sociedad	% Participación Patrimonial
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	25,00%
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	25,00%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Compañía Mega	38,00%
Empresas Lipigas, S.A.	45,00%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,13%
Petroquiriquire, S.A.	40,00%
Pluspetrol Energy, S.A.	45,00%
Profertil, S.A.	50,00%
Quiriquire Gas, S.A.	60,00%
Refinería del Norte, S.A. (Refinor)	50,00%
Repsol Brasil, S.A. (1)	60,00%
Repsol Gas Natural LNG, S.L.	50,00%
Repsol Occidental Corporation	25,00%
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%

(1) Porcentaje de participación del Grupo tras la ampliación de capital íntegramente suscrita por Sinopec con fecha 28 de diciembre de 2010 (ver nota 31).

A continuación se desglosan los importes consolidados totales relacionados con las participaciones del Grupo Repsol YPF en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

	Millones de euros	
	2010	2009
Activos corrientes	7.354	3.423
Activos no corrientes	14.025	13.435
Pasivos corrientes	(3.186)	(3.424)
Pasivos no corrientes	(8.941)	(8.983)
Ingresos de explotación	10.428	8.136
Gastos de explotación	(8.557)	(6.674)
Otros ingresos	321	357
Otros gastos	(1.364)	(958)
Resultado atribuido a la sociedad dominante	<u>828</u>	<u>861</u>

La principal variación en los activos corrientes corresponde a la consolidación de Repsol Brasil, S.A. por el método de integración proporcional tras la ampliación de capital íntegramente suscrita por Sinopec el 28 de diciembre de 2010 (ver nota 31).

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2010 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

## (26) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

### Ventas

El epígrafe Ventas incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que

recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe de 7.234 millones de euros en 2010 y 6.893 millones de euros en 2009.

### **Ingresos y gastos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado**

Estos ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (Nota 9)	31	193
Beneficios por enajenación de inmovilizado	3.157	178
<b>Total</b>	<b>3.188</b>	<b>371</b>

En 2010 los beneficios por enajenación de inmovilizado corresponden fundamentalmente a la plusvalía registrada como consecuencia del acuerdo estratégico alcanzado con Sinopec en Brasil (2.847 millones de euros), a la venta de un 5% de participación en CLH (133 millones de euros) y a la venta de los activos de distribución de gas natural en la Comunidad Autónoma de Madrid (114 millones de euros) (ver nota 31).

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2009 incluían 49 millones de euros como consecuencia de la venta de la torre de oficinas en el Paseo de la Castellana de Madrid Repsol YPF, S.A (ver nota 31).

El epígrafe Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado, recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Dotación de provisiones por deterioro (Nota 9)	252	119
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	99	26
<b>Total</b>	<b>351</b>	<b>145</b>

### **Aprovisionamientos**

El epígrafe Aprovisionamientos recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Compras	37.276	31.903
Variación de existencias	(1.092)	(470)
<b>Total Aprovisionamiento</b>	<b>36.184</b>	<b>31.433</b>

El epígrafe compras incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos mencionados en el apartado “Ventas” de esta nota.

### **Gastos de personal**

El epígrafe Gastos de personal recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Remuneraciones y otros	1.836	1.565
Costes de seguridad social	575	522
<b>Total Gastos de personal</b>	<b>2.411</b>	<b>2.087</b>

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre 2010 fue de 43.298 personas y se distribuye en las siguientes áreas geográficas: España (19.761 empleados), Argentina (14.047 empleados), Resto de Latinoamérica (6.357 empleados) y Resto del Mundo (3.139 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2010 ascendió a 42.322 empleados, mientras que en 2009 fue de 39.815 empleados.

Repsol cuenta a diciembre de 2010 con un total de 463 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 360 son empleados por contratación directa, y otras 103 personas equivalentes por medidas alternativas (2,56% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal).

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, las siguientes tablas muestran la plantilla total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2010 y 2009:

	Número de personas	
	2010	2009
Hombres	31.595	30.326
Mujeres	11.703	10.688
	<b>43.298</b>	<b>41.014</b>

	Número de personas	
	2010	2009
Directivos	652	637
Jefes Técnicos	3.312	3.324
Técnicos	18.611	16.423
Puestos Operativos (Administrativos, Operarios y Subalternos)	20.723	20.630
	<b>43.298</b>	<b>41.014</b>

### **Otros gastos de explotación**

Incluye los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Tributos	2.461	1.963
Servicios exteriores	5.368	4.717
Trasnsportes y fletes	1.189	976
Otros Gastos	898	847
	<u>9.916</u>	<u>8.503</u>

Los costes de exploración se encuentran registrados en los epígrafes “Amortizaciones” y “Servicios exteriores” y han ascendido en 2010 y 2009 a 502 y 466 millones de euros.

## (27) **INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS**

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Ingresos financieros	149	141
Gastos financieros	(800)	(751)
<b>Intereses de la deuda (incluida preferentes)</b>	<b>(651)</b>	<b>(610)</b>
Por tipo de interés	(26)	34
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(26)	34
Por tipo de cambio	(39)	306
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(212)	158
Diferencias de cambio	173	148
Otras posiciones	(17)	-
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(17)	-
<b>Resultado de posiciones (1)</b>	<b>(82)</b>	<b>340</b>
<b>Actualización financiera de provisiones</b>	<b>(191)</b>	<b>(186)</b>
<b>Intereses intercalarios (2)</b>	<b>143</b>	<b>122</b>
Leasing	(196)	(141)
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	1	31
Otros ingresos	10	32
Otros gastos	(42)	(56)
<b>Otros gastos financieros</b>	<b>(227)</b>	<b>(134)</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(1.008)</b>	<b>(468)</b>

(1) Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 3.3.4 de la nota 3) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

(2) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe “Gastos financieros”.



## (28) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION

La composición de este epígrafe en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Notas	Millones de euros	
		2010	2009
<b>Resultado antes de impuestos y participadas</b>		<b>6.613</b>	<b>2.776</b>
<b>Ajustes de resultado</b>		<b>2.583</b>	<b>3.973</b>
Amortización del inmovilizado	6 y 7	3.947	3.620
Provisiones operativas netas dotadas	17	937	238
Resultado por enajenación de activos no comerciales	31	(3.058)	(151)
Resultado financiero	27	1.008	468
Otros ajustes (netos)		(251)	(202)
<b>Cambios en el capital corriente</b>		<b>(1.693)</b>	<b>(590)</b>
<b>Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:</b>		<b>(1.861)</b>	<b>(1.394)</b>
Cobros de dividendos		72	86
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.627)	(1.168)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(306)	(312)
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación</b>		<b>5.642</b>	<b>4.765</b>

## (29) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La información por segmentos del Grupo incluida en esta nota se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 *Segmentos de operación* que ha sido aplicada por el Grupo por primera vez en 2009.

Los distintos segmentos en los que se estructura la organización del Grupo están basados en las diferentes actividades de las que el Grupo puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos. La citada estructura organizativa del Grupo se fundamenta en la forma en la que la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación del Grupo analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento.

Esta estructura organizativa entró en vigor en el ejercicio 2007 y está orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos. Las líneas principales de la misma son:

- Tres negocios estratégicos integrados:
  - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural, excepto en YPF;
  - GNL, correspondiente al negocio del Gas Natural Licuado, excepto en YPF; y
  - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP, excepto en YPF.
- Dos participaciones en compañías estratégicas:
  - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A. y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; y

- Gas Natural SDG, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol YPF atendiendo a esta clasificación:

<b>Ingresos de explotación</b>	Millones de euros					
	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
<b>Segmentos</b>						
Upstream	5.863	2.158	1.050	830	6.913	2.988
GNL	1.144	899	188	129	1.332	1.028
Downstream	36.285	32.803	78	35	36.363	32.838
YPF	10.973	8.557	129	121	11.102	8.678
Gas Natural SDG	6.020	4.540	141	112	6.161	4.652
Corporación	145	75	328	338	473	413
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos (1)	-	-	(1.914)	(1.565)	(1.914)	(1.565)
<b>TOTAL</b>	<b>60.430</b>	<b>49.032</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>60.430</b>	<b>49.032</b>

(1) Corresponden principalmente a eliminaciones de operaciones comerciales entre segmentos.

#### **Resultado de explotación**

<b>Segmentos</b>	Millones de euros	
	31/12/2010	31/12/2009
Upstream	4.113	781
GNL	105	(61)
Downstream	1.304	1.022
YPF	1.453	1.021
Gas Natural SDG	881	748
Corporación	(235)	(267)
<b>Total Resultado de explotación de los segmentos sobre los que se informa</b>	<b>7.621</b>	<b>3.244</b>
(+/-) Resultados no asignados ( Resultado financiero)	(1.008)	(468)
(+/-) Otros resultados ( Resultado de las entidades registradas por el método de la participación)	76	86
Impuestos sobre beneficios y/o rdo de operac. Interrumpidas	(1.742)	(1.130)
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	12
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>	<b>4.947</b>	<b>1.744</b>

A continuación se detallan otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

Millones de Euros							
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	Total
<b>2010</b>							
Total activos (1) (2)	9.351	4.238	17.524	12.446	13.344	10.728	67.631
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	172	282	69	35	27	-	585
Dotación de amortización de inmovilizado	-1.005	-149	-659	-1.558	-516	-60	-3.947
Inversiones	1.126	82	1.613	1.548	636	101	5.106
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación	10	31	28	5	2	-	76
Millones de Euros							
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	Total
<b>2009</b>							
Total activos (1) (2)	8.678	3.195	15.168	10.928	13.484	6.630	58.083
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	91	302	67	34	37	-	531
Dotación de amortización de inmovilizado	(859)	(100)	(676)	(1.500)	(427)	(58)	(3.620)
Inversiones	1.122	125	1.649	956	5.060	91	9.003
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación	(2)	39	26	5	18	-	86

- (1) Incluye en cada segmento el importe de las inversiones valoradas por el método de la participación correspondiente al mismo.
- (2) En 2010 y 2009 se incluyen en el epígrafe “Corporación y ajustes” activos financieros por importe de 8.246 millones de euros y 4.211 millones de euros, respectivamente. La variación entre ambos ejercicios se debe fundamentalmente a la liquidez incorporada como consecuencia del acuerdo alcanzado con Sinopec en Brasil (ver nota 31).

La distribución geográfica de las principales magnitudes, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, es el siguiente:

	Millones de euros							
	Ingresos de explotación		Resultado de explotación		Inversiones		Activos	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<b>Upstream.....</b>	<b>6.913</b>	<b>2.988</b>	<b>4.113</b>	<b>781</b>	<b>1.126</b>	<b>1.122</b>	<b>9.351</b>	<b>8.678</b>
Norteamérica y Brasil.....	3.747	614	2.911	63	517	435	3.081	3.093
Norte de África.....	1.019	719	642	372	97	241	978	1.121
Resto del Mundo.....	2.209	1.748	560	346	512	446	5.292	4.464
Ajustes.....	(62)	(93)	-	-	-	-	-	-
<b>GNL.....</b>	<b>1.332</b>	<b>1.028</b>	<b>105</b>	<b>(61)</b>	<b>82</b>	<b>125</b>	<b>4.238</b>	<b>3.195</b>
<b>Downstream.....</b>	<b>36.363</b>	<b>32.838</b>	<b>1.304</b>	<b>1.022</b>	<b>1.613</b>	<b>1.649</b>	<b>17.524</b>	<b>15.168</b>
Europa.....	33.624	30.493	1.182	800	1.474	1.583	16.290	13.311
Resto del Mundo.....	4.735	3.887	122	222	139	66	1.234	1.857
Ajustes.....	(1.996)	(1.542)	-	-	-	-	-	-
<b>YPF(1).....</b>	<b>11.102</b>	<b>8.678</b>	<b>1.453</b>	<b>1.021</b>	<b>1.548</b>	<b>956</b>	<b>12.446</b>	<b>10.928</b>
<b>Gas Natural SDG.....</b>	<b>6.161</b>	<b>4.652</b>	<b>881</b>	<b>748</b>	<b>636</b>	<b>5.060</b>	<b>13.344</b>	<b>13.484</b>
<b>Corporación y otros ajustes....</b>	<b>(1.441)</b>	<b>(1.152)</b>	<b>(235)</b>	<b>(267)</b>	<b>101</b>	<b>91</b>	<b>10.728</b>	<b>6.630</b>
<b>TOTAL</b>	<b>60.430</b>	<b>49.032</b>	<b>7.621</b>	<b>3.244</b>	<b>5.106</b>	<b>9.003</b>	<b>67.631</b>	<b>58.083</b>

(1) Las magnitudes correspondientes a YPF se han generado fundamentalmente en Argentina.

Asimismo, la distribución del importe neto de la cifra de negocios, (correspondiente a los epígrafes “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos” de la cuenta de resultados adjunta), por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
España	25.976	24.224
Unión Europea	5.693	4.427
Países OCDE	3.024	2.259
Otros países	20.842	16.367
<b>TOTAL</b>	<b>55.535</b>	<b>47.277</b>

**(30) COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN**

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de estas Cuentas Anuales consolidadas se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro durante los ejercicios 2010 y 2009. A continuación se describen las principales combinaciones de negocios realizadas en ambos ejercicios.

Adquisiciones en 2010

Con fecha efectiva 1 de febrero de 2010 se ha incorporado el área productiva Barúa-Motatán, localizada en la cuenca del Lago de Maracaibo, como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A.. Ya en 2009, la Asamblea Nacional Venezolana comunicó, a través de la publicación en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela la aprobación del desarrollo de actividades por parte de la empresa mixta Petroquiriquire, en la que Repsol participa con un 40%, en el área en producción de Barúa-Motatán.

Con ello, Repsol hizo efectivo 173 millones de dólares (131 millones de euros) de notas de crédito recibidas durante el proceso de migración de los convenios operativos a empresas mixtas, así como una cuenta a cobrar con PDVSA por importe de 34 millones de dólares (26 millones de euros). Dicho importe se refiere en su totalidad a los activos materiales adquiridos como consecuencia de la asignación. Como consecuencia de la transacción no se ha generado un fondo de comercio (ver nota 2).

El importe del resultado neto del período aportado por la incorporación del área Barúa-Motatán desde la fecha de adquisición ha ascendido a 36 millones de dólares (28 millones de euros).

El 10 de febrero de 2010 el MENPET ha adjudicado el área Carabobo 1 al consorcio liderado por Repsol (11%) con sus socios Petronás (11%), OVL (11%) e Indoil (7%). La CVP venezolana mantendrá el restante 60% de participación. Para la gestión de este área se ha constituido la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. Este proyecto consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la faja petrolífera del Orinoco. El resultado registrado en el ejercicio 2010 por esta sociedad ha sido inferior a 1 millón de euros.

### Adquisición de Unión Fenosa en 2009

Los importes citados en este apartado relativos a la adquisición por parte de Gas Natural de la participación en Unión Fenosa se detallan teniendo en cuenta la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa y que a la fecha de adquisición ascendía al 30,89%, excepto por los porcentajes, que se reflejan por el 100% de la participación de Gas Natural Fenosa.

Gas Natural SDG, S.A. poseía a 31 de diciembre de 2008 una participación del 14,7% sobre el capital social de Unión Fenosa, S.A., (9,9% adquirido al grupo ACS el 5 de agosto de 2008, de acuerdo al contrato de compraventa de acciones suscrito al 30 de julio de 2008 y 4,7% adquirido a Caixanova el 12 de diciembre de 2008), que se mantenía registrada en el epígrafe Activos financieros disponibles para la venta y cuyo coste de adquisición ascendía a 756 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa).

Adicionalmente, en 2008, Gas Natural suscribió diversos contratos de *Equity Swap* y un contrato de compraventa con Caja Navarra que le conferían el derecho a adquirir en 2009 el 9,7% de los derechos de voto de Unión Fenosa, a un precio medio de 17,33 euros por acción. Estos contratos se registraron por su valor razonable como derivados financieros en el epígrafe “Activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados” (ver notas 12 y 21).

De acuerdo con lo mencionado en el contrato de compraventa de acciones suscrito con el grupo ACS, la adquisición del resto de su participación, que suponía un 35,3% del capital social de Unión Fenosa, quedaba sujeta a la resolución definitiva en vía administrativa de las autoridades en materia de Competencia autorizando su transmisión. El 26 de febrero de 2009, una vez recibida la autorización, Gas Natural adquirió dicho 35,3% adicional por un importe de 1.797 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). Dado que Gas Natural alcanzó un porcentaje de derechos de voto del 50%, superior al 30%, quedó obligada a formular una Oferta Pública de Adquisición (OPA) por la totalidad de los valores de Unión Fenosa, S.A. de los que no era titular, quedando mientras tanto limitados sus derechos políticos hasta el 30%, por lo que nombró 4 consejeros de un total de 20 consejeros en su Consejo de Administración.

Como consecuencia de su representación en el Consejo de Administración, Gas Natural adquirió una influencia significativa, por lo que a efectos contables, la participación en Unión Fenosa, S.A. se consideró como una participación en una empresa asociada y se consolidó en el grupo Gas Natural Fenosa por el método de la participación desde el 28 de febrero de 2009.

La OPA fue aprobada por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) el 18 de marzo y el 21 de abril la CNMV notificó a Gas Natural Fenosa el resultado positivo de la misma, adquiriendo Gas Natural SDG, S.A. una participación adicional del 34,8% por importe de 1.771 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). Durante el mes de abril de 2009, Gas Natural Fenosa adquirió unas participaciones adicionales del 10,1% como consecuencia de la liquidación de diversos contratos *equity swap* suscritos con anterioridad y del 0,3% como consecuencia de la liquidación de un contrato de compraventa suscrito en 2008, por un importe total de 532 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). A través de estas adquisiciones, Gas Natural alcanzó una participación total del 95,2% del capital de Unión Fenosa, S.A. por un importe acumulado, incluyendo los costes de

adquisición, de 4.880 millones de euros (importe correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa). El porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa, tras la OPA ascendía al 30,89%.

La Junta General de Accionistas celebrada el 26 de junio de 2009 aprobó el proyecto de fusión por absorción entre Gas Natural SDG, S.A. (como sociedad absorbente) y Unión Fenosa, S.A. y Unión Fenosa Generación, S.A. (como sociedades absorbidas) a través de la disolución sin liquidación de las sociedades absorbidas, traspasándose en bloque a la sociedad absorbente la totalidad de su patrimonio.

Con fecha 1 de septiembre, una vez cumplidos los plazos legales y obtenidas todas las autorizaciones necesarias, la fusión quedó inscrita en el Registro Mercantil, siendo ésta efectiva a partir de dicha fecha. Como consecuencia de las ecuaciones de canje aprobadas y revisadas por un experto independiente, Gas Natural SDG, S.A. emitió 26.204.895 acciones, emisión que fue únicamente dirigida a los intereses minoritarios de Unión Fenosa. Como consecuencia de esta ampliación de capital, la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa quedó fijada a partir del 1 de septiembre de 2009 en el 30,01%.

Como consecuencia de la culminación del proceso de adquisición, el 23 de abril de 2009, Gas Natural SDG, S.A. alcanzó la mayoría en el Consejo de Administración de Unión Fenosa, S.A. y tomó control efectivo para dirigir las políticas financieras y de explotación, si bien, a efectos contables se ha utilizado el 30 de abril de 2009, por considerar que la diferencia entre ambas fechas es poco significativa. Desde esta última fecha, la participación de Gas Natural en Unión Fenosa se consolida por el método de integración global. Gas Natural Fenosa consolida por integración proporcional en los estados financieros del Grupo.

Teniendo en cuenta que Gas Natural adquirió el control de Unión Fenosa en diversas adquisiciones, se registró aplicando lo indicado en la NIIF 3 para las combinaciones de negocios realizadas por etapas. De este modo, el coste total de la combinación fue la suma de los costes de las transacciones individuales y ascendió a 4.880 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). El fondo de comercio provisional se calculó por diferencia entre el coste y la participación en el valor razonable de los activos identificables y pasivos existentes en la fecha de cada transacción. La diferencia de primera consolidación la constituye la suma de los fondos de comercio calculados en cada compra parcial y ascendió a 1.745 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa).

El detalle de los activos netos adquiridos al 30 de abril de 2009 y el fondo de comercio es el siguiente (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa):

	Millones de euros
Coste de adquisición	4.860
Gastos de adquisición	20
<b>Total precio de compra</b>	<b>4.880</b>
Valor razonable de los activos netos adquiridos	3.135
<b>Fondo de comercio</b>	<b>1.745</b>

	Millones de euros	
	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado intangible	1.031	141
Inmovilizado material	5.214	3.961
Activos financieros no corrientes	439	457
Activo por impuesto diferido	254	251
Otros activos corrientes	1.104	1.107
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	66	66
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>8.108</b>	<b>5.983</b>
Intereses minoritarios	449	389
Pasivos financieros no corrientes	1.719	1.999
Otros pasivos no corrientes	545	490
Pasivos por impuestos diferidos	784	177
Otros pasivos corrientes	1.326	1.323
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>4.823</b>	<b>4.378</b>
<b>Activos netos adquiridos</b>	<b>3.285</b>	<b>1.605</b>
<b>Variaciones patrimoniales hasta la fecha de control</b>	<b>(4)</b>	
<b>Intereses minoritarios</b>	<b>(146)</b>	
<b>Valor razonable de los activos netos adquiridos</b>	<b>3.135</b>	
<b>Precio de compra</b>	<b>4.880</b>	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	66	
<b>Precio de compra neto</b>	<b>4.814</b>	

El importe del resultado neto consolidado aportado por Unión Fenosa en el ejercicio 2009 desde la fecha de adquisición ascendió a 119 millones de euros (importe proporcional a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2009, el incremento del importe neto de la cifra de negocios consolidada y del resultado consolidado del periodo hubiera sido 667 millones de euros y 48 millones de euros (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa), respectivamente.

La asignación definitiva del precio de adquisición de Unión Fenosa al valor razonable de sus activos, pasivos y pasivos contingentes ha sido culminada en abril de 2010. Dicha asignación coincide con la utilizada en la elaboración de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2009. En este proceso de valoración se utilizaron expertos independientes que han aplicado criterios de valoración generalmente aceptados.

Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, y en relación con el valor en libros de Unión Fenosa a la fecha de la compra, los principales activos y pasivos identificados a valor razonable son los siguientes:

- Inmovilizado intangible correspondiente básicamente a licencias de distribución eléctrica en España y Latinoamérica, los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y diversos contratos de aprovisionamientos de gas y otros derechos contractuales.
- Inmovilizado material correspondiente a centrales de ciclo combinado, centrales nucleares, centrales hidráulicas, centrales térmicas, parques de generación eólica, redes de distribución eléctrica, yacimientos de carbón y otras instalaciones.

- Pasivos por impuestos diferidos correspondientes a las revalorizaciones mencionadas anteriormente por la parte que se estima que finalmente serán no deducibles.

El fondo de comercio resultante de esta combinación de negocios es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido y a los beneficios y sinergias que se prevé que surjan como consecuencia de la adquisición e integración de Unión Fenosa en Gas Natural.

#### Otras adquisiciones en 2009

En marzo de 2009 el Grupo adquirió la sociedad Murphy Ecuador Oil Company Ltd. (actualmente denominada Amodaimi-Oil Company Ltd.), que posee el 20% del Bloque 16 en Ecuador, por importe de 66 millones de euros. Tras ello, la participación consolidada de Repsol en dicho Bloque asciende al 55%. Esta adquisición se enmarcó en el contexto de los acuerdos alcanzados con el Gobierno de Ecuador (ver nota 2).

### **(31) DESINVERSIONES**

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por disminuciones y ventas de participaciones y otras desinversiones registrados en los ejercicios 2010 y 2009:

	Millones de euros	
	2010	2009
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	4.719	413
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	171	373
Otros activos financieros	170	307
Total desinversiones	<u>5.060</u>	<u>1.093</u>

#### Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio

Las disminuciones y ventas de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en los ejercicios 2010 y 2009 se detallan en el Anexo I Variaciones del perímetro de consolidación. A continuación se describen las principales operaciones llevadas a cabo por el Grupo durante estos dos ejercicios.

#### *Activos de exploración y producción en Brasil*

En diciembre de 2010, Repsol YPF y China Petroleum & Chemical Corporation (“Sinopec”) culminaron con éxito el acuerdo alcanzado en el mes de octubre para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil, a través de la ampliación de capital de Repsol Brasil, S.A. realizada con fecha 28 de diciembre que ha sido suscrita íntegramente por Sinopec por importe de 7.111 millones de dólares (5.389 millones de euros). Tras completarse esta operación, Repsol mantiene el 60% de la participación en Repsol Brasil y Sinopec el 40% restante. En febrero de 2011 Repsol Brasil ha cambiado su denominación social por Repsol Sinopec Brasil, S.A. (“Repsol Sinopec Brasil”).

Ambas compañías han suscrito un acuerdo de accionistas en el que queda reflejada su voluntad de desarrollar conjuntamente los citados proyectos, poniendo en común los medios necesarios y compartiendo determinadas decisiones estratégicas sobre políticas operativas y financieras, por lo que desde el 28 de diciembre de 2010 el Grupo consolida por integración proporcional el 60% de participación que posee en Repsol Sinopec Brasil.

Esta transacción ha supuesto una desinversión por importe de 4.267 millones de dólares (3.234 millones de euros) y una plusvalía de 3.757 millones de dólares (2.847 millones de



euros), registrada en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado”. El importe de la desinversión corresponde al porcentaje de participación del Grupo en la liquidez incorporada en la sociedad como consecuencia de la ampliación de capital.

Los activos y pasivos correspondientes del grupo afectados por la citada transacción que han sido dados de baja con fecha 28 de diciembre de 2010 son los que se detallan a continuación:

En millones de euros	<u>Coste de los activos netos</u>
Activos no corrientes	413
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	12
Otros activos corrientes	61
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>486</b>
Pasivos no corrientes	15
Pasivos corrientes	93
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>108</b>
<b>ACTIVOS NETOS</b>	<b>378</b>

Adicionalmente se han dado de baja las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor” del patrimonio neto, que han sido registradas como menor resultado de la transacción por importe de 9 millones de euros.

*Venta del 30% de participación en Alberto Pascualini Refap, S.A.*

En diciembre de 2010, Repsol YPF ha vendido su participación del 30% en la sociedad Alberto Pasqualini Refap, S.A. (Refap) a Petrobras por importe de 350 millones de dólares (261 millones de euros). Esta transacción ha generado una pérdida de 63 millones de euros, registrada en el epígrafe “Gastos por reversión de provisiones por deterioro y Pérdidas por enajenaciones de inmovilizado”. Esta operación se enmarca en la estrategia del Grupo de desinversiones en activos no estratégicos.

Los activos y pasivos que han sido dados de baja como consecuencia de la venta se detallan a continuación:

En millones de euros	<u>Coste de los activos netos</u>
Activos no corrientes	878
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	29
Otros activos corrientes	129
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>1.036</b>
Pasivos no corrientes	246
Pasivos corrientes	284
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>530</b>
<b>ACTIVOS NETOS</b>	<b>506</b>

---

Adicionalmente se han dado de baja las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor” del patrimonio neto, que ascendían a 182 millones de euros y han sido registradas como resultado de la venta.

#### *Venta de participación en YPF*

El 23 de diciembre de 2010 Repsol ha vendido a fondos gestionados por Eton Park Capital Management (“Eton Park”) un 1,63% del capital de YPF y a fondos gestionados por Capital Guardian Trufts Company y Capital International, Inc. (“Capital”) un 1,63% adicional del capital social de YPF, cada uno de ellos por un valor de 250 millones de dólares (192 millones de euros).

Adicionalmente, Eton Park cuenta con opciones de compra de un 1,63% adicional del capital de YPF, ejercitables en una o varias veces hasta el 17 de enero de 2012. Repsol YPF, asimismo, ha otorgado a Capital una opción de venta en la parte proporcional de acciones adquiridas por Capital que excedan del 15% del free float de YPF, a 22 de diciembre de 2011, opción que puede ser ejercitada en cualquier momento desde dicha fecha hasta el 23 de enero de 2012.

Adicionalmente, durante el ejercicio 2010 el Grupo ha vendido un 0,97% de las acciones que poseía en YPF a través de diversas ventas parciales por un importe total de 105 millones de euros.

Este proceso se enmarca en la estrategia de Repsol de desinvertir parcialmente en YPF para reequilibrar su portafolio de activos. Tras estas operaciones, la participación del Grupo Repsol YPF en el capital social de YPF al 31 de diciembre de 2010 asciende al 79,81%.

Estas ventas han supuesto un incremento del epígrafe “Intereses minoritarios” por importe de 305 millones de euros. La plusvalía antes de impuestos generada, que ha sido registrada en el epígrafe “Resultados de ejercicios anteriores”, asciende a 139 millones de euros, una vez tenido en cuenta el efecto correspondiente a las diferencias de conversión acumuladas.

Adicionalmente, de acuerdo con los términos del acuerdo de venta de acciones de YPF suscrito entre Repsol YPF y Petersen Energía en febrero de 2008, este Grupo cuenta con

una opción de compra de un 10% de participación en la citada sociedad, ejercitable hasta el 21 de febrero de 2012.

#### *Ventas de sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa*

El 19 de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la venta de la rama de distribución de gas natural en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid, la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y pymes y la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas. Esta operación se realizó en el marco del plan de actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de Competencia en la relación con la adquisición de Unión Fenosa. Desde la fecha del acuerdo, estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 30 de abril de 2010 por un importe de 241 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 114 millones euros, registrados en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta (importes correspondientes a la parte proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Asimismo, en diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la desinversión de diversas sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de México, con una capacidad de generación total de 2.233 MW, y el Gasoducto del Río. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la transmisión del control del 100% de las sociedades se realizó el 3 de junio de 2010 por un importe de 304 millones de euros, generando una minusvalía bruta de 1 millón de euros, registrados en el epígrafe “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta (importes correspondientes a la parte proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Con fecha 2 de julio de 2009, Gas Natural Fenosa materializó la venta del 13% de Indra Sistemas, S.A. por importe 99 millones de euros. El 5% restante de la participación fue clasificada en 2009 como activo financiero mantenido para la venta (ver nota 12). La operación no tuvo impacto en la cuenta de resultados porque el precio de venta coincidió con el valor razonable de dicha participación a la fecha de la adquisición de Unión Fenosa. La participación en el resultado del ejercicio aportado por Indra Sistemas, S.A. en el ejercicio 2009 ascendió a 1,5 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

En diciembre de 2009 y, en el marco de actuaciones acordadas con la Comisión Nacional de Competencia en relación con la adquisición de Unión Fenosa, Gas Natural vendió al grupo Naturgas la rama de actividad de distribución de gas en la Comunidad Autónoma de Cantabria y en la Región de Murcia, la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes domésticos y PYMES y la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas, así como las redes de distribución de alta presión en Cantabria, País Vasco y Asturias. Estos activos estaban registrados como activos no corrientes mantenidos para la venta desde julio de 2009. El importe de la venta ascendió a 102 millones de euros y generó una plusvalía en 2009 de aproximadamente 15 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Adicionalmente, en octubre de 2009 Gas Natural Fenosa acordó con Colener, S.A.S., Inversiones Argos y Banca de Inversión Bancacolombiana, S.A. Corporación Financiera la venta de su 63,8% de participación en Empresa de Energía del Pacífico, S.A. (EPSA). Estos activos fueron clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta desde esa fecha (ver nota 11). La venta tuvo lugar en diciembre de 2009, una vez

obtenidas las autorizaciones precisas, por un importe de 207 millones de euros y generó una plusvalía antes de impuestos de 3 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa, excepto por los porcentajes).

#### *Otras ventas*

El 17 de diciembre de 2010 se ha materializado la venta del 35% de participación de Gas Natural Fenosa en la sociedad Gas Aragón, S.A. por importe de 23 millones de euros. Esta sociedad consolidaba en el grupo por el método de la participación y dicha venta ha generado una plusvalía antes de impuestos de 12 millones de euros registrada en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado”.

En noviembre de 2010, el Grupo Repsol YPF ha vendido a Enagás y otros accionistas minoritarios el 25% de su participación en Bahía Bizkaia Gas (BBG) por importe de 31 millones de euros aproximadamente, una vez descontados los dividendos percibidos. Esta venta ha generado una plusvalía bruta de 13 millones de euros, que ha sido registrada en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta.

El 25 de marzo de 2010 Repsol YPF, Petronor y BBK firmaron un acuerdo mediante el cual BBK adquirió un paquete accionario de un 5% de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), que Repsol poseía de manera indirecta a través de Petronor. El precio de venta ascendió a 145 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 133 millones de euros, registrados en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta. Con esta operación Repsol YPF ha reducido su participación en CLH al 10%.

En febrero de 2010, Repsol YPF vendió el 100% de la sociedad Termobarrancas y de la licencia de exploración y explotación del área Barrancas a la compañía Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). El acuerdo de compraventa correspondiente se alcanzó en 2009, ejercicio en el cual estos activos fueron clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta. La venta de estos activos ha generado un resultado de 5 millones de euros, registrados en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta.

#### Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias

En el ejercicio 2010 se incluyen 70 millones de euros correspondientes al anticipo recibido en relación con el acuerdo de venta de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas de Gaviota a Enagás, que a 31 de diciembre de 2010 figuran como activos no corrientes mantenidos para la venta, pendientes de la aprobación definitiva de la transacción por las autoridades competentes (ver nota 11).

Con fecha 30 de julio de 2007 Repsol YPF, S.A. firmó un contrato por el que vendió a Caja Madrid la parcela en la que se sitúa un edificio de oficinas en construcción en Madrid, así como la obra ejecutada sobre la misma a esa fecha por un importe total de 815 millones de euros, de los cuales 570 millones de euros fueron registrados como desinversión en el ejercicio 2007. En el mismo contrato Repsol YPF, S.A. se comprometía a continuar la promoción y ejecución de las obras de construcción pendientes hasta su finalización, a fin de construir el citado edificio de oficinas. La entrega oficial del edificio al comprador tuvo lugar en el ejercicio 2009. Como consecuencia de esta entrega se produjo una desinversión adicional de 245 millones de euros y una plusvalía de 49 millones de euros, que figura en la línea "Ingresos por

reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente al ejercicio 2009.

#### Otros activos financieros

En abril de 2010 Gas Natural Fenosa vendió el 5% de participación en Indra Sistemas, S.A., participación que se encontraba registrada como activo financiero disponible para la venta tras la enajenación del 13% en 2009 descrita anteriormente. El importe de dicha venta ascendió a 38 millones de euros, lo que ha supuesto una plusvalía de 1 millón de euros registrada en el epígrafe "Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros".

En 2009 se enajenaron las participaciones de Unión Fenosa en Red Eléctrica Corporación, S.A. e Isagen por parte de Unión Fenosa, por importe de 32 millones de euros. Estas ventas no tuvieron impacto en la cuenta de resultados porque el precio de venta coincidió con el valor razonable a la fecha de adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural. Adicionalmente incluye 47 millones de euros en relación con la venta del 5% de participación en Enagás por parte de Gas Natural Fenosa que generó un beneficio antes de impuestos de 31 millones de euros, reduciendo los "Ajustes por cambio de valor" por el mismo importe (ver nota 12) (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa, excepto por los porcentajes).

### **(32) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS**

Repsol YPF realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado.

A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

- a. Accionistas significativos: según la última información disponible, los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol YPF son (ver nota 15.1):
  - Sacyr Vallehermoso, S.A. que tiene una participación total de 20,01%
  - Critería Caixa Corp. S.A. (perteneciente a Grupo Caixa), que tiene una participación total directa e indirecta del 12,97% en Repsol YPF.
  - Petróleos Mexicanos (Pemex), que tiene una participación total del 4,81 %, a través de Pemex Internacional España, S.A y de varios instrumentos financieros.
- b. Administradores y directivos: entendiéndose como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.
- c. Personas o entidades del Grupo: Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación).

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2010 por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros				
<b>GASTOS E INGRESOS:</b>	Accionistas	Administradores y	Personas, sociedades o	Total
	significativos	directivos	entidades del grupo	
Gastos financieros	108	-	-	108
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	3	-	9	12
Recepciones de servicios	9	-	409	418
Compra de bienes (terminados o en curso)	2.031	-	4.977	7.008
Otros gastos	10	-	1	11
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>2.161</b>	<b>-</b>	<b>5.397</b>	<b>7.558</b>
Ingresos financieros (1)	22	-	21	43
Contratos de gestión o colaboración	-	-	4	4
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	1	1
Prestaciones de servicios	37	-	34	71
Venta de bienes (terminados o en curso)	174	-	1.257	1.431
Otros ingresos	5	-	52	57
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>238</b>	<b>-</b>	<b>1.369</b>	<b>1.607</b>

Millones de euros				
<b>OTRAS TRANSACCIONES</b>	Accionistas	Administradores y	Personas, sociedades o	Total
	significativos	directivos (4)	entidades del grupo	
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	59	-	-	59
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista) (1)	-	-	324	324
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1	-	-	1
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	53	-	-	53
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestataria) (2)	734	-	6	740
Garantías y avales prestados	133	-	416	549
Garantías y avales recibidos	40	-	-	40
Compromisos adquiridos (3)	132	-	20.100	20.232
Compromisos / garantías cancelados	-	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos (4)	269	-	-	269
Otras operaciones (5)	3.044	-	-	3.044

- (1) Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a los préstamos concedidos al Comité de Dirección. El importe de estos préstamos es inferior a un millón de euros.
- (2) Incluye líneas de crédito por importe de 632 millones de euros con el Grupo Caixa.
- (3) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.
- (4) Dividendos distribuidos y préstamos a Administradores y personal directivo inferior a un millón de euros.
- (5) Incluye inversiones a corto plazo por importe de 739 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 1.183 millones de euros y de tipo de interés por 711 millones de euros con el Grupo Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2009 por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros				
<b>GASTOS E INGRESOS:</b>	<b>Accionistas significativos</b>	<b>Administradores y directivos</b>	<b>Personas, sociedades o entidades del grupo</b>	<b>Total</b>
Gastos financieros	5	-	-	5
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	2	-	8	10
Recepciones de servicios	6	-	370	376
Compra de bienes (terminados o en curso)	2.081	-	4.783	6.864
Otros gastos	9	-	12	21
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>2.103</b>	<b>-</b>	<b>5.174</b>	<b>7.277</b>
Ingresos financieros (1)	23	-	23	46
Contratas de gestión o colaboración	-	-	6	6
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	1	1
Prestaciones de servicios	36	-	26	62
Venta de bienes (terminados o en curso)	323	-	910	1.233
Otros ingresos	4	-	57	61
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>386</b>	<b>-</b>	<b>1.023</b>	<b>1.409</b>

Millones de euros				
<b>OTRAS TRANSACCIONES</b>	<b>Accionistas significativos</b>	<b>Administradores y directivos (4)</b>	<b>Personas, sociedades o entidades del grupo</b>	<b>Total</b>
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	11	-	-	11
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista) (1)	-	-	345	345
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1	-	3	4
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	-	-	1	1
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestataria) (2)	915	-	3	918
Garantías y avales prestados	151	-	377	528
Garantías y avales recibidos	50	-	-	50
Compromisos adquiridos (3)	98	-	43.750	43.848
Compromisos / garantías cancelados	(1)	-	-	(1)
Dividendos y otros beneficios distribuidos (4)	750	1	-	751
Otras operaciones (5)	2.482	-	-	2.482

- (1) Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a los préstamos concedidos al Comité de Dirección. El importe de estos préstamos es inferior a un millón de euros.
- (2) Incluye líneas de crédito por importe de 403 millones de euros con La Caixa.
- (3) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.
- (4) Dividendos distribuidos y préstamos a Administradores y personal directivo inferior a un millón de euros.
- (5) Incluye inversiones a corto plazo por 747 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 736 millones de euros y de tipo de interés por 806 millones de euros con La Caixa.

Las operaciones realizadas por Repsol YPF, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones. Las ventas realizadas a partes vinculadas se realizan de acuerdo con los criterios descritos en la nota 3.3.22 de políticas contables.

**(33) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO**

33.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones percibidas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 6,779 millones de euros, lo cual representa 0,14% del resultado del período atribuido a la sociedad dominante.

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, la Sociedad podrá destinar a retribuir a los miembros del Consejo de Administración en cada ejercicio una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podrá ser detrída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras que fueren obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%.

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones a percibir anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo ascendió, en los ejercicios 2010 y 2009, a los siguientes importes:

Órgano de Gobierno	Euros	
	2010	2009
Consejo de Administración	172.287	172.287
Comisión Delegada	172.287	172.287
Comisión de Auditoría y Control	86.144	86.144
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	43.072	43.072
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	43.072	43.072

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2010 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,910 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)					TOTAL
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit.	C. Nombram.	C. Estrat.	
Antonio Brufau	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Luis Suárez de Lezo	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Pemex Internacional España, S.A.	172.287	172.287	-	-	43.072	387.646
Carmelo de las Morenas	172.287	-	86.144	-	-	258.431
Henri Philippe Reichstul	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Paulina Beato	172.287	-	86.144	-	-	258.431
Javier Echenique	172.287	172.287	86.144	-	-	430.718
Artur Carulla	172.287	172.287	-	43.072	-	387.646
Luis del Rivero	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Juan Abelló	172.287	-	-	-	43.072	215.359
José Manuel Loureda	172.287	-	-	43.072	43.072	258.431
Luis Carlos Croissier	172.287	-	-	-	43.072	215.359
Isidro Fainé	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Juan María Nin	172.287	-	-	43.072	43.072	258.431
Angel Durandez	172.287	-	86.144	-	-	258.431
Mª Isabel Gabarró	172.287	-	-	43.072	43.072	258.431



Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.
- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo, y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija percibida en el año 2010 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,269 millones de euros, correspondiendo 2,310 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,959 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo. Dichas remuneraciones coinciden con las percibidas en el ejercicio 2009 por este mismo concepto.

Adicionalmente, la remuneración en especie (viviendas y otros), la variable anual y la variable plurianual, está última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2006-2009, percibidas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,620 millones de euros. Las percepciones recibidas por D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, variable anual y variable plurianual, como partícipe del programa referido anteriormente, han ascendido a 0,666 millones de euros.

Estas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2010 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,536 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros			
	YPF	Gas Natural	CLH	TOTAL
Antonio Brufau	78.981	265.650	-	344.631
Luis Suarez de Lezo	77.554	103.500	9.921	190.975

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol YPF.

e) Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las

aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2010 a 2,784 millones de euros. Corresponden 2,496 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,288 millones de euros a D. Luís Suárez de Lezo.

f) Incentivos

Los Consejeros que no ocupan puestos ejecutivos en la Compañía no han percibido retribución variable plurianual.

33.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2010, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

33.3) Operaciones con los administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones descritas en la nota 32 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Accionistas significativos de la sociedad), los Administradores de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Excepto por lo desglosado en el Anexo III ninguno de los Administradores ni las personas o entidades a ellos vinculados, posee participación alguna, ni ejercen cargos en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF.

Asimismo, excepto por lo desglosado en el Anexo III, ninguno de los Administradores ha realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o complementario género del que constituye el objeto social de Repsol YPF.

Finalmente, ninguno de los miembros del Consejo de Administración se encuentra afectado por situación alguna de conflicto, directo o indirecto, con el interés de Repsol YPF, S.A.

33.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de información, en este apartado, Repsol YPF considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información incluida en esta nota corresponde a 6 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2010, excluidos aquellos en los que concurre la condición de consejeros de la sociedad dominante, dado que la información correspondiente a éstos ya ha sido incluida en el apartado 1)

de esta nota.

b) Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, calculado como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se percibe en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos, y, en su caso, del pago correspondiente al plan de incentivos plurianual.

En el ejercicio 2010, la retribución total percibida por el personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección, asciende a un total de 11,693 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Concepto	Millones de Euros
Sueldo	4,973
Dietas	0,345
Remuneración Variable	5,902
Remuneración en Especie	0,473

c) Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones correspondientes a 2010, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,328 millones de euros.

d) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2010 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver en nota 3.3.17 y nota 18), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,443 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

El personal directivo se encuentra cubierto por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y directivos del Grupo Repsol YPF.

e) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2010, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,226 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,80% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

33.5) Indemnizaciones al personal directivo

En 2010, las indemnizaciones percibidas por parte del personal directivo de la Compañía por extinción de contrato y pactos de no concurrencia ascienden a 7,592 millones de euros.

33.6) Operaciones con el personal directivo

Aparte de la información referida en los apartados 4 y 5 anteriores de la presente nota y de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, los miembros del personal directivo de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Adicionalmente, a los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver epígrafe 33.4.a) se le reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si esta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del personal directivo a que se refiere esta nota (ver epígrafe 33.4.a), incluido el Consejero Secretario General.

#### **(34) PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS**

##### **Garantías**

A 31 de diciembre de 2010 las compañías del Grupo Repsol YPF han prestado las siguientes garantías a terceros o a compañías del Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (compañías integradas proporcionalmente en la proporción no poseída por el Grupo y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen aquellas de importe significativo:

- El Grupo ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Central Dock Sud, S.A. por un importe de 10 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías para las actividades de financiación de Atlantic LNG Company of T&T, en la que el Grupo participa en un 20%, por importe de 34 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados con esta operación por aproximadamente, 10 millones de euros así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 10 millones de euros. El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.
- El Grupo ha otorgado garantías por actividades de financiación al grupo Petersen para la adquisición de una participación de YPF por un importe de 75 millones de euros.
- Repsol YPF ha firmado determinados contratos de soporte y garantías en relación con los acuerdos de financiación de Perú LNG, S.R.L., sociedad que fue constituida para construir y operar una planta de licuación de gas, incluyendo una terminal marina de carga, en Pampa Melchorita en Perú, así como un gasoducto. Repsol YPF ha otorgado garantías de puesta en operación total del proyecto y de precio, que cubrirán la diferencia que pueda existir entre el precio al cual se compre el gas natural y el precio al que esta compañía venda el GNL. Estas garantías se han otorgado conjuntamente con el resto de socios del proyecto, cada

uno en la proporción de su participación en el endeudamiento incurrido para el desarrollo del mismo, (en el caso de Repsol YPF el importe total estimado en su proporción es de 470 millones de dólares (aproximadamente 352 millones de euros).

### Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2010 los principales compromisos firmes a largo plazo de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol YPF son los siguientes:

Compromisos	2011	2012	2013	2014	2015	Ejercicios posteriores	Total
<b>Arrendamientos operativos (1)</b>	<b>532</b>	<b>429</b>	<b>288</b>	<b>228</b>	<b>198</b>	<b>1.508</b>	<b>3.183</b>
Trasnsporte - Time Charter (2)	225	184	127	74	53	592	1.255
Arrendamientos operativos (3)	307	245	161	154	145	916	1.928
<b>Compromisos de compra</b>	<b>5.354</b>	<b>5.396</b>	<b>5.414</b>	<b>4.815</b>	<b>4.454</b>	<b>36.450</b>	<b>61.883</b>
Crudo y otros	880	290	222	209	211	311	2.123
Gas natural (4)	4.474	5.106	5.192	4.606	4.243	36.139	59.760
<b>Compromisos de inversión (5)</b>	<b>2.277</b>	<b>622</b>	<b>299</b>	<b>97</b>	<b>104</b>	<b>2.810</b>	<b>6.209</b>
<b>Prestación de servicios</b>	<b>1.299</b>	<b>593</b>	<b>303</b>	<b>293</b>	<b>268</b>	<b>1.411</b>	<b>4.167</b>
<b>Compromisos de transporte (6)</b>	<b>193</b>	<b>169</b>	<b>166</b>	<b>166</b>	<b>156</b>	<b>1.095</b>	<b>1.945</b>
<b>TOTAL</b>	<b>9.655</b>	<b>7.209</b>	<b>6.470</b>	<b>5.599</b>	<b>5.180</b>	<b>43.274</b>	<b>77.387</b>

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol YPF.

- (1) Los gastos registrados en el ejercicio por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2010 y 2009, ascienden a 659 y 522 millones de euros, respectivamente.
- (2) Repsol YPF dispone actualmente en régimen de "time charter" de 42 buques tanque (tres de ellos a través de la sociedad filial Gas Natural SDG, S.A.) para el transporte de crudo y productos petrolíferos, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del período 2011 – 2012. El importe del alquiler a satisfacer por estos petroleros asciende a 178 millones de euros para el ejercicio 2011. Adicionalmente en este epígrafe se incluye la parte operativa de las pólizas de fletamento de los buques adquiridos en régimen de arrendamiento financiero para el transporte de gas natural licuado por importe de 47 millones de euros.
- (3) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 812 millones de euros.
- (4) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de compra de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural Fenosa por importe de 22.543 millones de euros, compromisos del Grupo Repsol YPF de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 7.077 millones de euros, en Perú por importe de 18.449 millones de euros y en Canadá, por importe de 10.618 millones de euros.
- (5) Este importe recoge compromisos en relación con la renovación de las concesiones de explotación de YPF por importe de 2.789 millones de euros.
- (6) Incluye 422 millones de euros correspondientes al acuerdo que firmó Repsol YPF Ecuador, S.A. el 30 de enero de 2001, con Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador, S.A., propietaria de un oleoducto de crudos pesados en Ecuador, en virtud del cual se comprometió a transportar la cantidad de 100.000 barriles/día de crudo (36,5 millones de barriles/año) durante un período de 15 años, contados desde la fecha de su puesta en funcionamiento, en septiembre de 2003, a una tarifa variable determinada según contrato. Además se incluyen 1.219 millones de euros por el transporte de gas natural a otros países del Grupo Gas Natural Fenosa.

Venta	2011	2012	2013	2014	2015	Ejercicios posteriores	Total
<b>Compromisos de venta</b>	<b>8.297</b>	<b>4.489</b>	<b>4.459</b>	<b>4.177</b>	<b>3.241</b>	<b>23.952</b>	<b>48.615</b>
Crudo y otros	4.803	1.410	1.303	1.160	1.071	4.659	14.406
Gas natural (1)	3.494	3.079	3.156	3.017	2.170	19.293	34.209
<b>Compromisos de transporte</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>88</b>	<b>198</b>
<b>Prestación de servicios</b>	<b>536</b>	<b>486</b>	<b>353</b>	<b>374</b>	<b>343</b>	<b>2.492</b>	<b>4.584</b>
<b>Arrendamientos (2)</b>	<b>130</b>	<b>79</b>	<b>78</b>	<b>66</b>	<b>63</b>	<b>88</b>	<b>504</b>
<b>TOTAL</b>	<b>8.985</b>	<b>5.076</b>	<b>4.912</b>	<b>4.639</b>	<b>3.669</b>	<b>26.620</b>	<b>53.901</b>

- (1) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Méjico por importe de 14.540 millones de euros, en Argentina por importe de 4.271 millones de euros, en Trinidad y Tobago por importe de 2.918 millones de euros, en España por importe de 2.785 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de venta de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural Fenosa por importe de 7.243 millones de euros.
- (2) Corresponde fundamentalmente instalaciones para el almacenamiento de petróleo y otros productos por importe de 224 millones de euros, activos de fibra óptica, por importe de 76 millones de euros y de instalaciones de almacenamiento de gas, por importe de 46 millones de euros.

### Contingencias

El Grupo Repsol YPF considera que en la actualidad no existen pleitos, litigios o procedimientos penales, civiles administrativos o arbitrales en los que se hallen incursas las sociedades del Grupo Repsol YPF, que por su cuantía, hayan afectado o puedan afectar de forma significativa a la posición financiera o a la rentabilidad del Grupo Repsol YPF considerado en su conjunto.

No obstante, algunas sociedades pertenecientes al Grupo Repsol YPF son parte en determinados procedimientos judiciales y arbitrales. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes Cuentas Anuales.

A 31 de diciembre de 2010, el balance consolidado de Repsol YPF incluye una provisión por litigios por un importe total de 759 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 24—“Situación fiscal- Otra información con trascendencia fiscal”). Este importe se encuentra registrado en el epígrafe “Otras provisiones” de la nota 17, excepto por 102 millones de euros, correspondiente a provisiones registradas en relación con litigios de YPF Holdings en Estados Unidos descritos más adelante, que se encuentran recogidos en el epígrafe “Provisiones de medio ambiente” (ver notas 17 y 35).

### ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

A continuación se incluye una breve descripción de determinadas responsabilidades medioambientales y de otro tipo relacionadas con YPF Holdings, Inc. (“YPF Holdings”), constituida en Delaware (EE.UU) y sociedad filial de YPF.

En relación con la venta por Maxus Energy Corporation (“**Maxus**”) de su antigua filial petroquímica, Diamond Shamrock Chemical Company (“**Chemicals**”) a una filial de Occidental Petroleum Corporation (“**Occidental**”), Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha

fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF y posteriormente (1999) Repsol YPF adquirió YPF.

A 31 de diciembre de 2010, YPF Holdings había dotado una provisión por contingencias medioambientales y otro tipo de contingencias, incluidos litigios, por un importe total de aproximadamente 111 millones de euros, de las cuales 102 millones de euros se han clasificado como provisiones medioambientales (ver nota 35). YPF Holdings considera que ha dotado adecuadamente la provisión para todas estas contingencias y otras contingencias que son probables, y que pueden valorarse razonablemente en base a la información disponible a dicha fecha. No obstante, muchas de estas contingencias están sujetas a incertidumbres significativas, incluyendo la conclusión de estudios en curso, la prueba de hechos nuevos y la adopción de decisiones por las autoridades regulatorias, que podrían implicar un aumento del importe de esta provisión en el futuro. Es posible que se presenten nuevas reclamaciones, así como que se produzca información adicional con respecto a reclamaciones nuevas o a las ya existentes (tales como resultados de las investigaciones en curso, la adopción de resoluciones judiciales o la firma de acuerdos transaccionales). Las provisiones de YPF Holdings por contingencias medioambientales y otras contingencias descritas a continuación, se basan únicamente en la información actualmente disponible y, por tanto, YPF Holdings, Maxus y Tierra podrían incurrir en costes que podrían ser sustanciales adicionales a las provisiones ya dotadas.

En la descripción que se incluye a continuación de las principales cuestiones en EE.UU, el término YPF Holdings incluye, según los casos, a Maxus y a Tierra Solutions Inc. (“**Tierra**”), sociedad filial de YPF Holdings, que asumió ciertas responsabilidades de Maxus en materia medioambiental:

**Río Passaic/Bahía de Newark, New Jersey.**- Antiguamente Chemicals operaba en Newark (New Jersey) una planta de productos químicos para la agricultura. Esta instalación ha sido objeto de numerosas reclamaciones por contaminación medioambiental y otros daños, en el terreno de la propia instalación, sus alrededores y aguas adyacentes, el río Passaic River y la Bahía de Newark, y que presuntamente, provienen de las operaciones de la planta. Como consecuencia de dichas reclamaciones, Occidental (sociedad sucesora de Chemicals) ha llegado a varios acuerdos con la Agencia de Protección Medioambiental estadounidense (*Environmental Protection Agency*, la “**EPA**”), el Departamento de Protección Medioambiental de New Jersey (Department of Environmental Protection, el “**DEP**”) y terceros que, presuntamente, contribuyeron a la contaminación de las propiedades afectadas. Estos acuerdos incluyen un *consent decree* (procedimiento acordado) de 1990 en relación con la remediación en la planta; un acuerdo de 1994 por el cual Tierra llevó a cabo estudios en nombre de Occidental en las 6 millas inferiores del río Passaic; un acuerdo de 2004 por el que Tierra está actualmente llevando a cabo estudios en la bahía de Newark y un acuerdo de 2007 por el cual Tierra y otras 70 partes más están actualmente llevando a cabo estudios en las 17 millas inferiores del río Passaic.

En 2007, la EPA emitió un borrador de *Focused Feasibility Study* (el “**FFS**”) que resume varias de las alternativas para la remediación de las 8 millas inferiores de río Passaic. Estas alternativas van desde la no realización de acción alguna hasta la realización de un amplio dragado y sellado y que, según se describen por la EPA, implicarían tecnologías probadas que podrían llevarse a cabo en el corto plazo. Los costes totales para el conjunto de las partes involucradas, que podrían ascender, junto con Maxus, a más de 300 compañías o entidades (litigio del Río Passaic) variarían, según las medidas y acciones, desde 0, en caso de no llevarse a cabo acción alguna, hasta alternativas de acción que podrían ascender aproximadamente a 1.500 millones de euros. Tierra, junto con otras partes ya involucradas en esta problemática del río Passaic, remitieron sus comentarios al borrador del FFS a la EPA, que ha decidido llevar a cabo investigaciones adicionales y se

estima que emitirá una propuesta modificada de remediación durante el tercer trimestre de 2011. Tierra tiene la intención de contestar a cualquier propuesta revisada según se precise en su momento.

En junio de 2008, Occidental y Tierra llegaron a un acuerdo con la EPA bajo el cual Tierra asumía la extracción de sedimentos de parte del río Passaic en los alrededores de la antigua planta de Newark. Los trabajos supondrán la retirada de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimento en dos fases y cuyo coste se estima sea de aproximadamente 80 millones de dólares (60 millones de euros), de los que 22 millones de dólares (16 millones de euros) han sido abonados en una cuenta "trust" para financiar los trabajos. No obstante, durante el primer trimestre de 2010 se ha emitido una carta de crédito que reemplaza la obligación de depositar fondos adicionales en el "trust". Durante las labores de extracción, determinados contaminantes no producidos en la antigua instalación de Chemicals también serán retirados. YPF Holdings podría intentar recuperar los costes de los terceros responsables de dichos contaminantes pero, actualmente, no puede predecirse el éxito de una acción para recuperar dichos costes.

En diciembre de 2005, el DEP y el Spill Compensation Fund de New Jersey demandaron a YPF Holdings, Tierra, Maxus y a otras sociedades filiales, así como a Occidental, en reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark). Los demandantes han manifestado ante el tribunal que los estudios de remediación y las actuaciones llevadas a cabo bajo la supervisión de la EPA no deberían de tener preferencia sobre su litigio, dado que ellos no pretenden la remediación sino la indemnización por daños. Los demandados contestaron a dichas alegaciones y en febrero de 2009 interpusieron reclamaciones contra 300 compañías y agencias gubernamentales (incluyendo ciertos municipios) como terceros que podrían tener responsabilidad por el estado de las propiedades afectadas. El DEP no ha incorporado importes en sus reclamaciones, pero: (a) sostuvo que el tope de 50 millones de dólares (37 millones de euros) en daños y perjuicios en virtud de la legislación de Nueva Jersey no debería ser aplicable; (b) alegó que se ha incurrido en aproximadamente 113 millones de dólares (85 millones de euros) en el pasado en costes de limpieza y remoción, y está buscando una compensación adicional de entre 10 y 20 millones de dólares (entre 7 y 15 millones de euros) para financiar un estudio para evaluar los daños de los recursos naturales, y (c) notificó a Maxus y Tierra que está preparando modelos financieros de costes y de otros impactos económicos. De forma paralela a este litigio, un mediador había iniciado la preparación de un plan de trabajo para un proceso de solución alternativo de la disputa, pero fue descartado debido a que las partes no consiguieron llegar a un consenso en ciertos aspectos básicos de la cuestión.

En Octubre de 2010 algunos demandados plantearon varias mociones para suspender el juicio respecto de ellos "motions to sever and stay" que habilitaría al Departamento de Protección Medioambiental de New Jersey para proceder contra los demandados directos, las cuales, no obstante, han sido rechazadas; así como "motions to dismiss" (falta de legitimación pasiva) las cuales fueron denegadas en enero de 2011. Algunas de las entidades apelaron esta decisión, por lo que el juez que preside la causa llevará a cabo audiencias en marzo y abril para tratar dichas apelaciones. El siguiente paso consistirá en la preparación de la planificación del procedimiento (*Trial Plan*) que establecerá el calendario a seguir, desde la prueba hasta el juicio. A la fecha de estas Cuentas Anuales no es posible determinar cuándo tendrá lugar el primero de los juicios.

**Condados de Hudson y Essex, New Jersey.**- Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. Tierra, en nombre de Occidental, está llevando a cabo trabajos de remediación en esta planta y sus alrededores,



en donde se cree que se encuentran los residuos de cromato ferroso (“COPR”) provenientes de la planta, de conformidad con el *consent decree* acordado con el DEP. Tierra está otorgando garantías financieras por importe de 20 millones de dólares (15 millones de euros) en relación con estos trabajos.

En mayo de 2005, el DEP emitió una directriz dirigida a Maxus, Occidental, y otros 2 fabricantes de cromo para que procedieran a la limpieza de los COPR en 3 lugares de la ciudad de Jersey (New Jersey), y a la realización de un estudio mediante el pago al DEP de un total de aproximadamente 20 millones de dólares (15 millones de euros). El DEP también presentó una demanda (*the Hudson County, New Jersey litigation*) contra las partes anteriormente citadas reclamando que se llevara a cabo la limpieza de COPR en diversos lugares no incluidos inicialmente en el *consent decree* anterior, la recuperación de los costes incurridos y daños por triplicado. Las partes han llegado a un acuerdo preliminar para resolver ambas cuestiones, según el cual Tierra efectuará un pago por importe de 5 millones de dólares (4 millones de euros) y procederá a la limpieza de 3 lugares con un coste estimado de aproximadamente 2 millones de dólares (1 millón de euros). Además, en marzo de 2008 el DEP aprobó un plan provisional para los trabajos que lleve a cabo Tierra en el emplazamiento de la planta de Kearny, y los que lleven a cabo Tierra en conjunto con otras partes en las proximidades de la planta de Kearny. Esta propiedad adyacente fue incluida por la EPA dentro de la lista de Prioridades Nacionales en 2007. En julio de 2010, la EPA notificó a Tierra y otras tres partes que las considera potencialmente responsables por esta propiedad adyacente, y solicitó la ejecución de RI/FS (*Remedial Investigation / Feasibility Study*) para este emplazamiento. Las partes involucradas enviaron su respuesta y esperan discutir con la EPA el alcance de estos trabajos. A la fecha, se desconoce si trabajos adicionales a los acordados con el DEP serán requeridos.

**Otras antiguas plantas y plantas de terceros.**- Tierra y Maxus participan, en representación de Occidental, en actuaciones de remediación medioambiental en diversas localizaciones de menor relevancia, incluyendo la antigua planta de Chemicals en Painesville (Ohio), cuya remediación está casi terminada; algunas plantas menores de fabricación de las que Chemicals, en algún momento, fue propietario, o tuvo una participación y vertederos en los que Chemicals y terceros presuntamente arrojaron vertidos.

**Litigio de Dallas Occidental contra Maxus.**- En el año 2002, Occidental demandó a Maxus y a Tierra en un tribunal estatal de Dallas (Texas) solicitando una declaración, según la cual, de conformidad con el contrato por el cual Maxus vendió Chemicals a Occidental en 1986, Maxus y Tierra tienen la obligación de defender y mantener indemne a Occidental de ciertas obligaciones históricas de Chemicals, incluyendo reclamaciones relacionadas con el “Agente Naranja” (*Agent Orange*) y cloruro de vinilo monómero (VCM). Tierra fue exonerada como parte pero, en 2006, el tribunal declaró a Maxus responsable de indemnizar a Occidental por dichas reclamaciones. Esta decisión ha sido confirmada por tribunales de apelación y, por tanto, Maxus tendrá que reembolsar a Occidental por la mayoría de los daños ocasionados por esas reclamaciones. Maxus ha reembolsado a Occidental la mayoría de las cantidades y dotado una reserva por el resto de las reclamaciones mientras acuerda su importe final con Occidental. Aunque la decisión judicial declaraba que Maxus debería indemnizar a Occidental por ciertas reclamaciones futuras, YPF Holdings no considera que el importe de estas reclamaciones vinculadas con el “Agente Naranja” pueda tener un impacto sustancial en su situación financiera.

Concretamente, en relación con la evolución del litigio relativo al “*Agente Naranja*”, que puede verse afectado por esta demanda, el tribunal del distrito de Estados Unidos, resolvió a favor de los demandados en juicios rápidos en algunos de estos casos. Los demandantes apelaron estas sentencias ante el *Second Circuit Court of Appeals* que

reafirmó las sentencias emitidas. En marzo de 2009, la Corte Suprema declinó atender posteriores reclamaciones. Todos los litigios relacionados con el “Agente Naranja” fueron desestimados en diciembre de 2009. Si bien es posible que futuras reclamaciones sobre este asunto sean presentadas en el futuro por terceros no conocidos a la fecha, no anticipamos obligaciones futuras significativas al respecto.

Adicionalmente, el resto de las reclamaciones recibidas y que han sido rechazadas, tienen relación con potenciales afecciones ocasionadas por la exposición de las personas al **VCM** y otros productos químicos, si bien se ha estimado que los mismos no generarán obligaciones significativas. Sin embargo, la declaración de responsabilidad implica responsabilidad sobre las reclamaciones futuras, de existir, vinculadas a estos hechos, las cuales se desconocen a la fecha, pudiendo en consecuencia implicar obligaciones adicionales para Maxus en caso de que las mismas se materialicen.

## **ARGENTINA**

***Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino.***- En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones existentes a 31 de diciembre de 1990 de la sociedad predecesora (Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Sociedades del Estado) que no hubiesen sido reconocidas como tales en los estados contables de la sociedad predecesora y que hubieran surgido de cualquier operación o hecho ocurrido, a dicha fecha, siempre que dichos pasivos, obligaciones u otros compromisos fueren determinados o verificados por una decisión definitiva de una autoridad judicial competente. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago de determinadas cantidades establecidas en ciertas decisiones judiciales. YPF entiende que tiene derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad. YPF debe mantener informado al Gobierno Argentino de cualquier reclamación interpuesta derivada de los compromisos asumidos por el Gobierno Argentino.

***Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (la “CNDC”) - Mercado del gas licuado de petróleo.***- La Resolución 189/99 del anterior Ministerio de Industria, Comercio y Minas de Argentina impuso a YPF una multa fundada en la alegación de que YPF había abusado de posición dominante en el mercado de GLP a granel debido a la existencia de diferencias entre los precios de las exportaciones y los precios de las ventas en el mercado interior entre 1993 y 1997. Adicionalmente la CNDC inició un proceso de investigación para comprobar, entre otros, si la conducta de abuso de posición dominante sancionada durante el período comprendido entre 1993 y 1997 y que ya fue liquidado, se repitió en el período comprendido entre octubre de 1997 y marzo de 1999. Con fecha 19 de diciembre de 2003, la CNDC completó su investigación e imputó a YPF la conducta de abuso de posición dominante durante dicho período. YPF ha presentado recursos de queja ante diversas resoluciones desfavorables. Con fecha 22 de diciembre de 2009 la Sala IV de Casación rechazó el recurso interpuesto por YPF sobre su alegación de prescripción. Se encuentra pendiente de resolución el Recurso Extraordinario interpuesto ante la Corte.

Adicionalmente, con fecha 21 de diciembre de 2009 YPF ha presentado ante la CNDC una nueva alegación de prescripción, la cual fue desestimada por la CNDC. En base a esto último, se interpuso el correspondiente recurso de apelación para que intervenga la Sala B de la Cámara Penal Económico, donde se presentó el memorial de agravios el 7 de octubre del 2010.

Con fecha 22 de diciembre de 2010 YPF fue notificada de la Sentencia favorable, mediante la cual la Sala B de la Cámara Penal Económico resuelve revocar la decisión de

la CNDC y ordena el archivo de las actuaciones. Hasta la fecha la resolución no se encuentra firme.

***Mercado del Gas Natural.*** Como consecuencia de las restricciones a la exportación de gas natural desde el año 2004 YPF se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación con los cuales tenía asumidos compromisos firmes para la entrega de ciertos volúmenes de gas natural. YPF ha impugnado el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y Uso de la capacidad de transporte, así como la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional por arbitrarios e ilegítimos y ha alegado, frente a los respectivos clientes afectados por los cortes, que las restricciones constituyen un supuesto de fuerza mayor que libera a YPF de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados.

Algunos clientes de YPF, como Electroandina S.A. (Electroandina) y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. (Edelnor) han rechazado el argumento de fuerza mayor, reclamando el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuras reclamaciones por tal concepto, habiéndose opuesto YPF a dichas reclamaciones.

El 5 de noviembre de 2010 YPF y Edelnor y Electroandina suscribieron un Acuerdo de Resolución de Disputas a través del cual, sin reconocer hechos ni derechos, YPF compensa a Edelnor y a Electroandina por un importe sustancialmente inferior al reclamado originalmente y se acuerda transar las disputas sometidas al procedimiento arbitral que se encontraba en curso, conviniendo: a) el desistimiento y renuncia a todas las acciones, derechos y pretensiones relacionado con el contrato de compraventa de gas natural, y b) la modificación de las condiciones de venta del gas natural convirtiendo al mismo en interrumpible. Con fecha 07 de enero de 2011 se ha notificado a YPF la aprobación por la Secretaría de Energía por lo cual dichos acuerdos han entrado en vigor.

Adicionalmente ***AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. (“AESU”)*** ha reclamado daños por importe de 28 millones de dólares (21 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el periodo comprendido entre el 16 de septiembre de 2007 y el 25 de junio de 2008. El 16 de julio de 2008, AESU también reclamó daños por un importe de 3 millones de dólares (2 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el periodo comprendido entre el 18 de enero y el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas reclamaciones. Mediante carta de fecha 20 de marzo de 2009, AESU notificó a YPF la resolución unilateral del contrato.

El 6 de abril de 2009, la Cámara de Comercio Internacional (la “CCI”) notificó a YPF el arbitraje interpuesto por AESU y Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (“Sulgás”) contra YPF reclamando daños por un importe aproximado de 1.052 millones de dólares (787 millones de euros), importe que comprende las cantidades arriba señaladas, en relación con la presunta responsabilidad de YPF derivada de la resolución por AESU y Sulgás del contrato de exportación de gas natural suscrito en septiembre de 1998. YPF rechaza cualquier responsabilidad derivada de la resolución de dicho contrato. Es más, YPF considera que la estimación de daños realizada por AESU supera con mucho cualquier estimación razonable, puesto que excede al menos en 6 veces las penalidades máximas señaladas para la falta de entregas de gas (deliver or pay) que se hubieran originado, en el caso de que YPF hubiera incumplido sus obligaciones de entrega por la cantidad máxima diaria durante el plazo de vigencia del contrato de exportación de gas natural, tal como se indica en el referido contrato de 1998. Además, más del 90% de la estimación de daños de AESU está relacionada con pérdidas de beneficios que pueden ser fuertemente rebatidos sobre la base de que, con anterioridad a

la resolución unilateral del contrato de exportación de gas natural, AESU voluntariamente resolvió todos sus contratos de compras de electricidad a largo plazo. YPF considera que la reclamación iniciada por AESU difícilmente puede prosperar. El 1 de octubre de 2010 se firmó el Acta de Misión, se establecieron las reglas del procedimiento y se dispuso la bifurcación del procedimiento a los efectos de decidir con anterioridad las oposiciones jurisdiccionales. YPF presentó sus objeciones respecto de la jurisdicción del Tribunal Arbitral el 29 de octubre de 2010 y AESU respondió el 30 de noviembre de 2010 rechazando dichas objeciones y afirmando la competencia del Tribunal Arbitral. El Tribunal no consideró necesario realizar una audiencia de jurisdicción y está en condiciones de laudar respecto de su competencia.

Asimismo, el 6 de abril del 2009, YPF presentó ante la CCI una solicitud de arbitraje contra AESU, Sulgás y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”) solicitando que el tribunal arbitral dicte fallo en el que se declare, entre otras cosas, que AESU y Sulgás han repudiado y resuelto unilateral e ilegalmente el contrato de exportación de gas natural, suscrito en septiembre de 1998, y que se declare AESU y Sulgás responsables de cualesquiera daños sufridos por las partes como consecuencia de dicha resolución, incluidos pero no limitados a los daños derivados de la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural. El 1 de octubre de 2010 se firmó un acta en el cual se fijaron las pretensiones de las distintas partes involucradas en el arbitraje así como las reglas del procedimiento que deberá seguir dicho arbitraje.

Con relación a la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural, la CCI notificó a YPF un arbitraje formulado por TGM contra YPF en reclamación de un importe aproximado de 10 millones de dólares (7 millones de euros) más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, en relación con impagos de las tarifas de transporte establecidas en el contrato de transporte de gas natural suscrito, en septiembre de 1998, entre YPF y TGM. YPF ha solicitado la acumulación de ambos procesos. Con fecha 10 de Julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a 17 millones de dólares (13 millones de euros) y reclamó lucro cesante por importe de 366 millones de dólares (274 millones de euros), conceptos que son considerados improcedentes con respecto a YPF. El Tribunal Arbitral ha sido constituido y con fecha 10 de junio de 2010, YPF presentó sus alegaciones ante el Tribunal Arbitral solicitando que dicho Tribunal declare su no competencia para conocer la reclamación. En el caso de que esta petición sea rechazada, YPF solicita al Tribunal Arbitral que suspenda el procedimiento hasta que el procedimiento arbitral actualmente en curso contra TGM, AESU, y Sulgás sea resuelto. El 14 y el 15 de septiembre de 2010 el Tribunal Arbitral mantuvo sendas audiencias con YPF y TGM para determinar su competencia, que aún no ha sido determinada.

El 11 de octubre de 2010 se firmó el Acta de Misión fijando las pretensiones de las partes en el Arbitraje y se fijaron las reglas del procedimiento que deberá seguir el Arbitraje y se ha dispuesto la bifurcación del procedimiento a los efectos de resolver con anterioridad las oposiciones jurisdiccionales. AESU y TGM presentaron sus objeciones respecto de la jurisdicción del Tribunal Arbitral el 22 de noviembre de 2010 e YPF rechazó dichas objeciones, afirmando la jurisdicción del Tribunal Arbitral para responder a todas las cuestiones planteadas el 20 de diciembre de 2010. El Tribunal no consideró necesario realizar una audiencia de jurisdicción y está en condiciones de emitir su laudo respecto de su competencia.

Asimismo, existen ciertas reclamaciones en relación con pagos vinculados a contratos de transporte de gas natural asociados a exportaciones. En este orden, una de las partes involucradas inició un proceso de mediación con fin de determinar la procedencia de los mismos. Habiendo finalizado este procedimiento de mediación sin que se llegara a un

acuerdo, YPF fue notificada del inicio de una demanda en su contra en virtud de la cual **Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”)** reclama el cumplimiento del contrato y la cancelación de facturas impagadas, al tiempo que se reserva la potestad de reclamar daños y perjuicios. YPF ha procedido a responder a las reclamaciones mencionadas. Adicionalmente, recientemente la demandante notificó a YPF la rescisión del contrato de transporte aduciendo la culpabilidad de YPF fundamentándose en la supuesta falta de pago de las facturas del servicio de transporte mencionada anteriormente, haciendo reserva de reclamar daños y perjuicios. De acuerdo con la estimación de YPF, las reclamaciones recibidas hasta la fecha no tendrán un efecto adverso significativo sobre los resultados futuros.

Adicionalmente, dentro de lo mencionado en el párrafo anterior, el 8 de enero de 2009, YPF también presentó una reclamación contra TGN ante la autoridad argentina reguladora del gas natural (ENARGAS), solicitando la resolución del contrato de transporte de gas suscrito con TGN en relación con el contrato de exportación de gas natural suscrito con AESU y otras compañías. La solicitud se fundaba en (i) la resolución del contrato de exportación de gas natural y la imposibilidad legal de cesión del contrato de transporte a otros cargadores como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2002; (ii) la imposibilidad legal por parte de TGN de prestar servicios de transporte en firme como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2004; y (iii) la teoría de la excesiva onerosidad de las prestaciones de las partes en los términos en los que es recogida en la legislación argentina, sobre la base de la existencia de hechos extraordinarios que convierten tales prestaciones en excesivamente gravosas para una de las partes.

**Compañía Mega S.A.-** YPF ha recibido también reclamaciones por parte de Compañía Mega S.A. por cortes de suministro de gas natural bajo el respectivo contrato de compraventa de gas natural. YPF considera que las entregas a Compañía Mega S.A. de volúmenes de gas natural bajo el contrato, se vieron afectadas por las decisiones del Gobierno de Argentina.

**Investigaciones de la CNDC.-** El 17 de noviembre de 2003, y dentro del marco de una investigación iniciada de oficio en los términos del art. 29 de la Ley de Defensa de la Competencia, la CNDC solicitó explicaciones a un grupo de casi 30 empresas productoras de gas natural, entre las que se encuentra YPF, en relación con (i) la inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que presuntamente restringen la competencia y (ii) las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y vencido contrato suscrito entre la entonces estatal YPF e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual, según la CNDC, YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del coste de adquisición; y (b) los intentos frustrados de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por la empresa comercializadora Duke y por Distribuidora de Gas del Centro. En enero de 2006, YPF fue notificada de la resolución por la cual la CNDC ordena la apertura del procedimiento. YPF impugnó la resolución sobre la base de que no ha ocurrido infracción alguna de la Ley de Defensa de la Competencia y prescripción de los cargos. En enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros 8 productores, por infracciones a la Ley 25.156. YPF presentó su descargo. En junio de 2007, sin reconocer la existencia de ninguna conducta infractora de la Ley de Defensa de la Competencia, se presentó ante la CNDC un compromiso, conforme el artículo 36 de la Ley de Defensa de la Competencia, requiriendo que la CNDC apruebe el compromiso de no incluir en otros contratos las cláusulas cuestionadas, suspenda la investigación y archive la causa. YPF no ha recibido una respuesta formal hasta la fecha. El 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo de su alegación de prescripción.

Asimismo YPF está sujeta a otras demandas ante la CNDC en relación a una supuesta discriminación de precio en la venta de combustibles.

**Reclamaciones Medioambientales en La Plata.**- Desde 1999 y en relación a la operación de la refinería que YPF posee en La Plata, existen diversas reclamaciones que demandan daños ecológicos y medioambientales, la compensación de daños y perjuicios tanto de naturaleza colectiva como individual (afectación a la salud, daños psicológicos, daño moral, desvalorización de propiedades) originados en la supuesta contaminación medioambiental producida por la operación de la refinería y, asimismo, requieren la remediación medioambiental del canal oeste adyacente a dicha refinería, la realización de distintos trabajos por YPF y la instalación de equipos, tecnología y la ejecución de los trabajos necesarios para poner fin a los daños medioambientales. YPF considera que, al amparo de la Ley N° 24.145, tiene derecho a solicitar del Gobierno argentino el reembolso de los gastos realizados por las responsabilidades existentes hasta el 1 de enero de 1991 (antes de la privatización). En tanto en cuanto estas reclamaciones se superponen parcialmente, YPF entiende que las mismas han de ser parcialmente acumuladas.

Cabe agregar que, con fecha 25 de enero de 2010, YPF ha suscrito un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (OPDS), el cual funciona bajo el ámbito del Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado mediante la Resolución N°88/10 del Director Ejecutivo del OPDS. En virtud del convenio, las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata que tendrá una duración de ocho años, y que implica acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado, con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF S.A. establecida en el artículo 9 de la Ley 24.145 de privatización de YPF.

**Venta de Electricidad Argentina S.A. y Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte S.A. a EDF International S.A. (“EDF”).**- En julio de 2002, EDF inició contra YPF, entre otros, un procedimiento arbitral internacional, que se rige por el Reglamento de Arbitraje de la CCI, en el que reclama que, de conformidad con el contrato de compraventa de acciones de 30 de marzo de 2001, EDF tenía derecho a una revisión en el precio como consecuencia de variaciones en los tipos de cambio del peso argentino que, según EDF, tuvieron lugar con anterioridad a 31 de diciembre de 2001. El laudo arbitral, de 22 de octubre de 2007, estimó la reclamación de EDF aceptando también, sin embargo, la reconvencción formulada por YPF. En el caso de que el laudo deviniera firme la cantidad a abonar por YPF ascendería a 29 millones de dólares (22 millones de euros). Frente al laudo, YPF interpuso un recurso extraordinario de apelación ante la Corte Suprema Federal y un recurso de nulidad ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo comercial, que en abril de 2008 declaró que el recurso interpuesto por YPF tenía efecto suspensivo sobre el laudo arbitral. Con fecha 9 de diciembre de 2009 la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial resolvió los recursos de nulidad deducidos por las partes, declarando la nulidad del laudo arbitral respecto de la condena a YPF S.A. a pagar una indemnización por daños y perjuicios a EDF, así como declarando también la nulidad respecto de la condena a EDF de abonar una indemnización a YPF S.A. Con fecha 8 de febrero de 2010 YPF fue notificada del recurso extraordinario interpuesto por la parte actora contra esta resolución de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial que ha sido desestimado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación. Contra esta desestimación EDF ha interpuesto recurso de queja, que también ha sido rechazado y, en

consecuencia, la resolución de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial ha quedado en firme.

Por otra parte, se ha notificado a YPF la acción presentada por EDF en París solicitando igualmente la ejecución del laudo arbitral en Francia. Sin perjuicio del fallo de la Corte Suprema de Argentina, un fallo en Francia accediendo a la ejecución del laudo arbitral podría ser ejecutado si YPF tuviera cualesquiera bienes en dicha jurisdicción. Adicionalmente, YPF ha sido notificada el 2 de diciembre de 2010 de la existencia de un proceso de ejecución del laudo arbitral en Chile y el 13 de diciembre de 2010 de la existencia de otro proceso de ejecución en Brasil. YPF está analizando las acciones que tomará para que se desestimen dichas ejecuciones.

No obstante lo mencionado en el párrafo precedente, y teniendo en consideración que la resolución de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial ha quedado en firme, según se menciona anteriormente, YPF considera que la resolución final de las controversias planteadas no tendrán un efecto adverso para dicha sociedad.

**Análisis de las reservas de la Cuenca Noroeste.**- La eficacia de ciertas autorizaciones de exportación de gas natural, relacionadas con la producción en la Cuenca Noroeste, otorgadas a YPF en virtud de las resoluciones de la Secretaría de Energía números 165/99, 576/99, 629/99 y 168/00 están siendo sometidas a un análisis por parte de dicha Secretaría para determinar la existencia de suficientes reservas adicionales de gas natural descubiertas o desarrolladas por YPF en dicha cuenca. El resultado de este análisis es incierto y podría tener un efecto adverso sobre el desarrollo de los contratos de exportación de gas natural relacionados con tales autorizaciones que, a su vez, podría determinar importantes costes y responsabilidades para YPF. YPF ha presentado ante la Secretaría documentación que permite la continuación de las exportaciones de acuerdo con la Resoluciones 629/1999, 565/1999 y 576/1999 (los “**Permisos de Exportación**”). Los Permisos de Exportación están vinculados a contratos de exportación a largo plazo con Atacama Generación, Edelnor y Electroandina, los cuales han sido objeto de modificaciones según se menciona en el apartado “**Mercado del gas natural**” de esta misma nota, habiéndose convertido los mismos en contratos con condición de entrega “interrumpible” por parte de YPF. YPF no ha recibido respuesta alguna de la Secretaría de Energía. El expediente se encuentra pendiente de decisión por parte de la Secretaría de Energía. Si ésta concluyera que las reservas no son suficientes para continuar con el cumplimiento de los compromisos de exportación, y otros compromisos, podría declararse la caducidad de uno o más de los Permisos de Exportación, lo que tendría consecuencias directas en los contratos de exportación relacionados con los Permisos de Exportación.

El 11 de agosto de 2006, YPF recibió la Nota SE N° 1009 (la “**Nota**”) por parte de la Secretaría de Energía, que revisaba el progreso de las *reservas en Área Ramos* en la Cuenca Noroeste, con relación a la autorización de exportación otorgada mediante Resolución SE N° 169/97 (la “**Autorización de Exportación**”). La Autorización de Exportación se aplica al contrato de exportación de gas natural a largo plazo celebrado entre YPF y Gas Atacama Generación, por un volumen máximo diario de 530.000 m<sup>3</sup>/día. La Nota determinó que como resultado de la disminución de las reservas de gas natural contempladas en la Autorización de Exportación, el suministro del mercado local estaba en riesgo. La Nota, preventivamente, estableció que los volúmenes máximos diarios de gas natural autorizados para exportación en virtud de la Autorización de Exportación debían reducirse al 20%, afectando el contrato de exportación. El 15 de septiembre de 2006, YPF presentó una contestación a la Nota con sus alegaciones. YPF y Gas Atacama Generación han alcanzado un acuerdo de reestructuración integral del contrato.

***Asociación de Superficiarios de la Patagonia (la "ASSUPA").***- En agosto de 2003, la ASSUPA demandó a YPF, entre otras empresas, que operaban concesiones de explotación y permisos de exploración de la Cuenca Neuquina, solicitando se condenara a las mismas a remediar el daño medioambiental colectivo supuestamente producido y a adoptar las medidas necesarias para evitar daños medioambientales en el futuro. La cantidad reclamada asciende a 548 millones de dólares (410 millones de euros). YPF y otras demandadas presentaron un recurso para que se desestimara la demanda sobre la base de la incapacidad del demandante de fundamentar una reclamación que otorgase el derecho a reparación. El tribunal estimó el recurso y ASSUPA presentó otra demanda suplementaria. YPF solicitó que se desestimase la reclamación por no haber sido subsanados los defectos de la demanda indicados por el Tribunal Supremo de Argentina, pero dicha solicitud fue rechazada. No obstante, YPF también ha contestado solicitando su desestimación por otras razones y requerido la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley N° 22.145 y el Decreto 546/1993. El 26 de agosto de 2008, el Tribunal Supremo de Argentina resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas. En cumplimiento de una resolución de la Corte de fecha de 23 de enero de 2009, se emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al Consejo Federal de Medio Ambiente. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presenten los terceros citados. Hasta el momento se han presentado las Provincias de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han presentado sendas declaraciones de *excepción de incompetencia*, las cuales han sido contestadas por la actora, encontrándose actualmente pendientes de resolución.

***Reclamaciones Medioambientales en Dock Sud.***- Estas reclamaciones han sido dirigidas por vecinos de la zona Dock Sud contra cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y catorce municipios, por daños individuales provocados en la salud y a la propiedad de los demandantes y reparación del medio ambiente en la zona de Dock Sud y del daño medioambiental colectivo de la Cuenca Matanza Riachuelo. Mediante sentencia de 8 de julio del 2008, el Tribunal Supremo de Argentina dispuso que la Autoridad de la Cuenca (Ley N° 26.168) estaría a cargo del cumplimiento del programa de reparación medioambiental y de llevar a cabo las medidas preventivas en la cuenca, siendo responsables de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; y decidió además que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado, por la reparación del daño medioambiental, continuará ante el Tribunal Supremo de Argentina.

Otro grupo de vecinos del área de Dock Sud ha interpuesto otras 2 reclamaciones medioambientales, una de ellas desistida con relación a YPF, solicitando a diversas sociedades establecidas en esa zona, incluida YPF, la Provincia de Buenos Aires y diferentes municipalidades, la reparación y subsidiariamente la indemnización del daño medioambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley No.22.145 y el Decreto No. 546/1993.

***Reclamaciones Medioambientales en Quilmes.***- Residentes de la zona de Quilmes, en la Provincia de Buenos Aires, han presentado una reclamación judicial requiriendo la remediación de daños medioambientales y el pago de la cantidad de 47 millones de pesos (9 millones de euros) como indemnización por daños personales, más intereses. Los demandantes basan, principalmente, su reclamación en fugas de fuel en un poliducto que



recorre La Plata hasta Dock Sud, ocurridas en el año 1988. Las fugas se hicieron perceptibles en el año 2002, dando lugar a los trabajos de remediación que en la actualidad lleva a cabo YPF en el área afectada bajo la supervisión de la autoridad medioambiental de la Provincia de Buenos Aires. YPF ha notificado al Gobierno argentino que requerirá la personación del Gobierno en el momento de contestar la demanda, con la finalidad de que el Gobierno indemnice a YPF de cualquier responsabilidad y que mantenga indemne a YPF en relación con esta reclamación judicial, de conformidad con la Ley 24.145. El Gobierno argentino negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo ésta ha demandado al Gobierno para obtener una resolución judicial declarando la nulidad de dicha decisión. Existen otras 30 reclamaciones judiciales interpuestas contra YPF basadas en fundamentos similares por un importe total aproximado de 17 millones de pesos (3 millón de euros).

***Nota número 245/08 emitida por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro.***- El 15 de mayo de 2008, fue notificada a YPF la Resolución 433/08 con referencia a la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de YPF como concesionario de diversas áreas hidrocarburíferas como Barranca de los Loros, Bajo del Piche, El Medianito y Los Caldenes, todas ellas situadas en la Provincia de Río Negro. En dicha Resolución se sostiene que YPF, entre otros, como titular de la concesión es responsable del incumplimiento de determinadas obligaciones medioambientales y relativas a la concesión. Si finalmente YPF fuese declarado responsable, podría declararse la caducidad de estas concesiones. De conformidad con la ley de hidrocarburos, se requirió a YPF para que remitiera su contestación. En diciembre 2009, YPF presentó prueba de la documentación solicitada.

Dado que la ley de hidrocarburos concede al concesionario el derecho a subsanar, previamente a la declaración de caducidad, cualquier posible incumplimiento dentro de un determinado periodo de tiempo desde la recepción de la notificación, el 29 de mayo de 2008, YPF presentó una solicitud de nulidad de la Resolución 433/08 “MP” por cuanto que dicha resolución no concedió a YPF dicho derecho. Asimismo, YPF ha presentado su contestación negando los cargos contra ella y, el 12 de noviembre de 2008, el Ministerio de Producción ordenó la apertura del período de prueba. El 28 de noviembre de 2008, YPF presentó un escrito solicitando la práctica de ciertas pruebas y la designación del perito de YPF. YPF ha impugnado ciertos aspectos relacionados con la práctica de la prueba. Con fecha 1 de diciembre de 2009 se presentó la prueba informativa pertinente señalando que se encuentran pendientes de resolución cuestiones planteadas por YPF relacionadas con la producción de la prueba. Finalmente, el 16 de septiembre de 2010 solicitó la finalización de este litigio basándose en: (a) los importes invertidos para cumplir con las obligaciones de la concesión entre 2007 y 2010 y (b) las acciones llevadas a cabo en relación con las obligaciones medioambientales.

***Reclamación interpuesta contra Repsol YPF e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios.***- La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. El reclamo en lo que se refiere al período 1993 a 1997 se basa en la sanción impuesta a YPF por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol YPF nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma. El Juicio es por la suma de 91 millones pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993/1997 suma que actualizada ascendería a 321 millones de pesos argentinos (61 millones de euros) a lo que habría que agregar el importe correspondiente al período 1997 al 2001, todo ello más intereses y costas.

## ECUADOR

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16, entre ellas Repsol YPF Ecuador S.A., el operador del bloque, interpusieron 4 reclamaciones contra PetroEcuador ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el “CIADI”) en relación con ciertas controversias, entre otras, relativas a la aplicabilidad de ciertos ajustes en el cálculo de la participación. El 20 de agosto de 2008, se llegó a un acuerdo, suscribiéndose un Acta de Compensación de Cuentas entre Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (“PetroEcuador”) y Repsol YPF Ecuador, S.A., por medio de la cual se compensaron créditos recíprocos y deudas pendientes en barriles de petróleo del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi-Capirón, poniéndose fin a 3 de las 4 controversias.

La reclamación pendiente, en relación con la Ley 2006-42, se refiere a la aplicación del nuevo impuesto mínimo del 50% sobre los beneficios extraordinarios. Sin perjuicio del procedimiento de arbitraje internacional y de las medidas cautelares solicitadas por Repsol YPF Ecuador, S.A., el Gobierno de Ecuador avanzó un proceso coercitivo iniciado por Petroecuador, exigiendo el pago de los beneficios extraordinarios generados entre abril de 2006 y marzo de 2008, por un importe de 591 millones dólares (442 millones de euros), que fueron satisfechos bajo objeción. El 12 de marzo de 2009, tras un proceso de negociación, se suscribió un acuerdo de desembolso en relación con los beneficios extraordinarios generados entre abril de 2008 y diciembre de 2008. Este acuerdo se llevó a cabo sin renunciar al proceso de arbitraje y con la condición de que, si tales pagos fueran reducidos, anulados o declarados inadmisibles por la decisión de un tribunal, un órgano de arbitraje, o de cualquier otra manera; o si, el derecho de Repsol YPF Ecuador S.A. a una indemnización fuese reconocido, Repsol YPF Ecuador S.A. podría poner fin a los pagos de cantidades pendientes en virtud de la Ley 2006-42. La firma de este acuerdo de desembolso suspendió el proceso coercitivo.

Conforme el calendario establecido en el acuerdo de desembolso, se han efectuado desembolsos por un importe total de 142 millones de dólares (106 millones de euros).

En cumplimiento de una resolución del tribunal arbitral del CIADI, de 17 de junio de 2009, se estableció que hasta el 12 de marzo del 2010, ni la República del Ecuador ni Petroecuador, ni ninguna otra entidad pública de la República del Ecuador, por sí o por medio de sus funcionarios o empleados, tomará ninguna acción contra o en relación con las demandantes, tendente a embargar o a ejecutar sus bienes o que pueda tener el efecto de paralizar o perjudicar severamente las actividades de las demandantes, sin darles aviso escrito de sus intenciones a las demandantes y al tribunal de arbitraje con al menos de 6 días hábiles de antelación. Con fecha 7 de mayo de 2010, el Tribunal resolvió ampliar hasta el 11 de marzo de 2011 la vigencia de las medidas cautelares solicitadas. En septiembre de 2010, la República de Ecuador presentó su memorial de contestación.

Al haberse negociado y suscrito con la Administración Ecuatoriana un nuevo Contrato de Servicios que sustituye al anterior Contrato de Participación, Repsol debe proceder a desistir del presente Arbitraje, conforme se había acordado en su día con el Gobierno Ecuatoriano (ver nota 2). El Tribunal arbitral del CIADI, mediante una resolución de fecha 9 de febrero de 2011, ha aceptado la petición de terminación del arbitraje efectuada conjuntamente y de común acuerdo por ambas partes, poniendo fin de modo definitivo a dicho proceso arbitral.

Hasta marzo de 2009, Repsol YPF tenía una participación del 35% en el Bloque 16 y

desde dicha fecha Repsol YPF es titular, directa e indirectamente, de una participación total del 55%

## **BRASIL**

Existen reclamaciones administrativas de las Autoridades estatales brasileñas relativas a formalidades en la importación y circulación de equipos industriales para la exploración y producción de hidrocarburos en campos no operados por el Grupo Repsol. El importe de dichas reclamaciones que correspondería al Grupo Repsol por su participación en los consorcios no operados sería de 342 millones de euros.

## **TRINIDAD Y TOBAGO**

El 1 de septiembre de 2008, BP America Production Company inició en Nueva York un procedimiento arbitral contra Repsol YPF bajo las reglas UNCITRAL, en relación con la supuesta obligación de Repsol YPF de compartir los ingresos incrementales (*incremental value*) derivados del desvío de cargamentos de GNL de los trenes 2 y 3 de Atlantic 2/3, en virtud de un acuerdo denominado Supplemental Agreement. El procedimiento arbitral se bifurcó en dos fases: la primera para definir cuál debería ser la interpretación del Supplemental Agreement y la segunda para la determinación de las consecuencias económicas derivadas de la aplicación de dicho acuerdo. Con fecha 17 de noviembre de 2009 el Tribunal arbitral notificó a las partes el laudo parcial relativo a la primera de las fases del arbitraje, confirmando la pretensión de BP respecto a la interpretación del contrato. Con fecha 7 de junio de 2010 se ha firmado un acuerdo transaccional entre Repsol YPF y BP para poner fin al arbitraje.

## **ESPAÑA**

**Resolución de la CNC de 30 de julio de 2009:** El 30 de julio de 2009, el Consejo de la CNC dictó resolución por la que declara responsables de una infracción del artículo 1 de la LDC y del artículo 81 (actual artículo 101 TFUE) del Tratado UE a RCPP; BP, y CEPSA consistente en la fijación indirecta del precio de combustibles en sus respectivas redes de estaciones de servicio abanderadas e impone a RCPP una sanción de 5 millones de euros. El 27 de octubre de 2009 Repsol Comercial de Productos Petrolíferos S.A. interpuso ante la sección sexta de la Sala de lo Contencioso Administrativo de la Audiencia Nacional, Recurso Contencioso-administrativo contra la citada resolución del Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia de 30 de julio de 2009, formalizando la demanda con fecha 29 de diciembre de 2010. Dicha Sala ha acordado la suspensión cautelar de la sanción pecuniaria. Asimismo y de forma paralela, ante la Sala de lo Contencioso-administrativo de la Audiencia Nacional se formalizó demanda especial de protección jurisdiccional de derechos fundamentales.

## **ARGELIA**

**Litigio de Gas Natural Fenosa contra Sonatrach en relación con el contrato de suministro de gas:** En relación con la controversia que Gas Natural Fenosa mantenía con Sonatrach sobre la revisión de precio de los contratos de suministro de gas que recibe de Argelia a través del gasoducto Magreb – Europa, en agosto de 2010 se notificó el laudo que finalizaba el procedimiento arbitral. El tribunal arbitral decidió el derecho de Sonatrach a un incremento de precio a partir de 2007. Los efectos retroactivos máximos facturados por Sonatrach ascenderían a un importe de 1.970 millones de dólares para el período hasta julio de 2010 (444 millones de euros teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa). El laudo ha sido impugnado por Gas Natural Fenosa ante el Tribunal Federal de Suiza. Asimismo Gas Natural Fenosa ha solicitado la apertura del

proceso de revisión de precio de dichos contratos para tener en cuenta los profundos cambios ya producidos, así como la situación actual de los mercados mundiales y, en especial, del español; todo ello tal como se prevé en los correspondientes contratos.

En noviembre de 2010 el Tribunal Federal de Suiza concedió una medida cautelar en relación con el laudo dictado, de modo que queda suspendido hasta que dicho Tribunal decida sobre la impugnación presentada por Gas Natural Fenosa.

Gas Natural Fenosa y Sonatrach están manteniendo negociaciones sobre las revisiones de precio previstas en dichos contratos, de las que se espera un resultado beneficioso para ambas partes que zanje definitivamente la mencionada controversia. En el caso de que no prosperara ninguna de las medidas emprendidas en relación con el citado laudo una parte del incremento de precios se repercutiría a determinados clientes, de acuerdo con los términos contractuales.

### **(35) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE**

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente es el sistema de gestión, que está constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector. Impulsamos la certificación ISO 14001 en nuestras instalaciones como base para promover la mejora continua y obtener una validación externa de nuestros sistemas de gestión.

Como pieza clave del Sistema de Gestión Ambiental de Repsol YPF cabe destacar la fijación anual de objetivos de medio ambiente, que enmarcados dentro de las líneas estratégicas de medio ambiente de la Compañía son aprobados por su Comité de Dirección. Las líneas estratégicas contemplan áreas críticas para la protección del medio ambiente, el liderazgo de la dirección, la mejora de la gestión, el control de los riesgos y la minimización del impacto ambiental de actividades y productos. Además sirven para elaborar los planes de actuación de cada negocio, donde se incluyen las acciones necesarias para mejorar la gestión y dar respuesta a las nuevas iniciativas legislativas, las orientaciones estratégicas de Repsol YPF, los planes de acciones correctoras derivadas de las auditorías ambientales realizadas, etc., así como las inversiones y los gastos necesarios para la realización de todas estas acciones, que se contemplaron en los presupuestos generales de la Compañía.

Los criterios para la valoración de los costes ambientales se establecen en la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF”, una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute a las características de las operaciones y al criterio técnico del Grupo. En este sentido, es importante mencionar que las tradicionales soluciones de “fin de línea” para reducir el impacto medioambiental están dejando paso progresivamente a medidas preventivas integradas en los procesos desde el mismo diseño de las instalaciones. Esto conlleva, en ocasiones, la identificación de los activos ambientales a través de un sistema de coeficientes aplicados sobre los proyectos de inversión y el correspondiente inmovilizado material, según las directrices de la mencionada Guía.

### 35.1) *Activos Ambientales*

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2010			2009		
	Coste	Amortización		Coste	Amortización	
Acumulada		Neto	Acumulada		Neto	
Atmósfera	490	247	243	431	224	207
Agua	698	459	239	698	374	324
Calidad de productos	1.418	770	648	1.380	685	695
Suelos	295	131	164	281	89	192
Ahorro y eficiencia energética	550	179	371	467	155	312
Residuos	55	25	30	49	17	32
Otros	483	350	133	487	301	186
	<u>3.989</u>	<u>2.161</u>	<u>1.828</u>	<u>3.793</u>	<u>1.845</u>	<u>1.948</u>

El coste incluye 264 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2010 y 284 millones de euros a 31 de diciembre de 2009, respectivamente.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2010 destacan, las destinadas a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames. Como proyectos singulares cabe mencionar, la continuación del proyecto de mejora de calidad de combustibles en la refinería de La Coruña (España) con una inversión ambiental de 26 millones de euros, el proyecto de mejora de la planta de tratamiento de aguas de la refinería de Petronor con una inversión de 7 millones de euros y el proyecto de mejora de la calidad de combustibles en la Refinería de La Pampilla (Perú) con una inversión ambiental de cuatro millones de euros.

Las principales inversiones medioambientales realizadas en 2009 se centraron en las mismas áreas que en 2010. No obstante, cabe mencionar como proyectos singulares, la continuación del proyecto de comercialización de biocombustibles en logística Argentina, con una inversión ambiental de 11 millones de euros, el proyecto de mejora de calidad de combustibles en la refinería de La Coruña (España) con una inversión ambiental de 11 millones de euros y la continuación del proyecto de mejora de calidad de gasolinas y gasóleos en la refinería de Cartagena (España), con un inversión ambiental de 6 millones de euros.

También cabe destacar en 2009, el proyecto de mejoras del sistema de recogida de aguas pluviales en la refinería de Puertollano (España) que supuso una inversión ambiental de 13 millones de euros.

### 35.2) *Provisiones Ambientales*

Repsol YPF provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes figuran registrados en el epígrafe “Provisiones de Medio Ambiente” (ver nota 17).

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio	221	237
Dotaciones con cargo a resultados	75	70
Aplicaciones con abono a resultados	(3)	(2)
Cancelación por pago	(50)	(70)
Reclasificaciones y otros movimientos	10	(14)
Saldo al cierre del ejercicio	254	221

Adicionalmente, la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF” establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe “Provisión por Desmantelamiento de Campos” cuyos saldos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascienden a 1.075 y 854 millones de euros respectivamente (ver nota 17).

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2010 de las provisiones ambientales hay que destacar 102 millones de euros, aproximadamente, correspondientes a los riesgos ambientales relacionados con las operaciones realizadas en su día por la antigua filial de productos químicos de Maxus Energy Corporation, Diamond Shamrock Chemicals Company, con anterioridad a su venta en 1986, a Occidental Petroleum Corporation (ver nota 34).

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, las responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para ciertos países y actividades, las responsabilidades administrativas por contaminación en tierra, derivadas todas ellas de hechos accidentales y repentinos, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

### 35.3) *Gastos Ambientales*

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2010 y 2009 han ascendido a 356 y 347 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación”.

Estos gastos incluyen 177 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO<sub>2</sub> realizadas en 2010 (si bien, de acuerdo con lo descrito más abajo en el epígrafe 35.5 sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>, el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 5 millones de euros en 2010). Asimismo, en los ejercicios 2010 y 2009 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 27 y 22

millones de euros, respectivamente; la remediación de suelos y abandonos por importe de 46 y 30 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 33 y 32 millones de euros, respectivamente; y la gestión del agua por importe de 21 y 20 millones de euros, respectivamente.

#### 35.4) *Actuaciones futuras*

Entre los aspectos más relevantes que podrían afectar las operaciones e inversiones de Repsol YPF en el futuro deben mencionarse los relativos a cambio climático y energía, prevención y control integrado de la contaminación, responsabilidad ambiental, calidad de las aguas así como los residuos.

En materia de cambio climático y energía, la Unión Europea aprobó en abril de 2009 un paquete de Directivas que plasman en forma de ley los objetivos planteados para 2020 relativas a: la reducción en al menos un 20 % las emisiones globales de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990, el aumento del uso de energías renovables hasta el 20 % de la producción total y la reducción del consumo energético en un 20 % gracias a una mayor eficiencia energética.

- Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, tiene como objetivo alcanzar una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de combustibles para el transporte en la UE para 2020 con respecto a los niveles de 2005. Esta Directiva establece los criterios de sostenibilidad que deben cumplir los biocarburantes, garantizando una aportación mínima a las reducciones de CO<sub>2</sub> relativas al uso de gasolinas y gasóleos.

Cada Estado Miembro deberá adoptar un Plan de Acción Nacional en materia de energía renovable que determinará los objetivos nacionales, así como las medidas adecuadas que deberán adoptarse para alcanzar dichos objetivos.

- La Directiva 2009/29/CE por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, establece un objetivo de reducción global de las emisiones del 20 % en 2020 respecto a los niveles de 1990. La reducción de derechos dentro del sistema de comercio supone un 21% menos respecto a niveles de 2005. Esta reducción de derechos deberá ser alcanzada de forma lineal anualmente y para ello se reducirán un 1,74 % al año los derechos de emisión.

Se establecen las subastas como principio básico para la asignación de derechos de emisión. El 50% de los ingresos que generarán las subastas deberían utilizarse, entre otras cosas, para la contribución al Fondo de Adaptación puesto en práctica en 14<sup>a</sup> Conferencia de las Partes (COP 14) celebrada en Poznan, la financiación de actividades de investigación y desarrollo, el desarrollo de energías renovables y la captura y el almacenamiento geológico de gases de efecto invernadero. Para los sectores especialmente expuestos a la competitividad internacional (refino y química), será aplicable una asignación gratuita basada en benchmarking sectorial. Las instalaciones de sectores y subsectores expuestos a fugas de carbono tendrán el 100% de asignación gratuita.

- La Directiva 2009/30/CE relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo y por la que se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero tiene como objetivo el control, notificación y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los

combustibles durante su ciclo de vida.

La Directiva establece, para los vehículos de carretera, las máquinas móviles no de carretera, los tractores agrícolas y forestales, así como embarcaciones de recreo cuando no se hallen en el mar, especificaciones técnicas para los combustibles y un objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida.

Según se indica en la Directiva, los suministradores deberán informar cada año sobre la intensidad de los gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía suministrada. Los Estados Miembros exigirán a los proveedores que reduzcan hasta un 10% antes del 31 de diciembre de 2020 las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida por unidad de energía procedente del combustible o de la energía suministrados. Esa reducción consistirá en un 6% mediante el uso de biocarburos, un objetivo indicativo adicional del 2% mediante la captura y almacenamiento geológico y vehículos eléctricos, y un objetivo indicativo adicional del 2% mediante CER procedentes del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

- La Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono establece el marco jurídico para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en condiciones seguras (confinamiento permanente sin riesgos para el medio ambiente y la salud humana) para contribuir a la lucha contra el cambio climático. Establece requisitos sobre elección de los emplazamientos de almacenamiento, permisos de exploración, permisos de almacenamiento y explotación, cierre y período posterior al cierre.

A nivel nacional, España ha comenzado la transposición de las exigencias establecidas en la Directiva 2009/29/CE, a través de la Ley 5/2009 que establece obligaciones de información para los sectores que se incorporan al régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

La Ley incluye una disposición adicional sobre la revisión del sistema comunitario de comercio de derechos de emisión, en la que se determina la obligación de que aquellos titulares de instalaciones que desarrollan actividades enumeradas en el Anexo de la propia Ley y que no se encuentren sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión en el periodo 2008-2012 deberán presentar, antes de 30 de abril de 2010, a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, datos de emisiones correspondientes a los años 2007 y 2008.

Por otro lado, mediante la Orden PRE/2827/2009 por la que se modifican las cuantías de las asignaciones sectoriales establecidas en el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 2008-2012, se ha modificado la asignación a las diferentes actividades sujetas al régimen de comercio de emisiones, reduciendo la cuota asignada a la Reserva de Nuevos Entrantes a 6,058 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

Adicionalmente, en 2010 se ha actualizado en la Unión Europea la legislación sobre Grandes Instalaciones de Combustión, así como la puesta al día de la Directiva sobre Prevención y Control integrado de la contaminación (IPPC) refundiendo además otras directivas existentes y la aprobación de la Directiva 2010/75/CE de Emisiones Industriales que contempla, entre otras cosas, nuevos valores límite de emisión más exigentes así como reforzamiento del proceso de determinación y aplicación de las mejores técnicas disponibles (MTD).

Respecto a la responsabilidad ambiental, se presentó en España un borrador de Orden Ministerial sobre la exigibilidad de la garantía financiera y el orden de prioridad en el



que se contemplan todas las actividades industriales.

En cuanto a la calidad de las aguas, se ha presentado en España el proyecto de Real Decreto sobre normas de calidad ambiental cuya finalidad será transponer los aspectos contenidos en la Directiva 2008/105/CE. En concreto, establece normas de calidad ambiental (NCA) para las sustancias prioritarias y para otros contaminantes con objeto de conseguir un buen estado químico de las aguas superficiales. Asimismo, incorpora los requisitos técnicos sobre análisis químicos establecidos en la Directiva 2009/90/CE, es decir, los criterios mínimos que los métodos de análisis que se deberán aplicar para el seguimiento del estado de las aguas, sedimentos y seres vivos, así como las normas dirigidas a demostrar la calidad.

Está previsto que en breve se apruebe en España una nueva Ley de residuos que derogará a la presente Ley 10/1998, de 21 de abril, de residuos. El anteproyecto de Ley transpone la Directiva Marco de Residuos que se aprobó en la UE en 2008. Tiene como objetivos actualizar la legislación vigente, orientar la política de residuos conforme al principio de jerarquía y garantizar la protección de la salud humana y del medio ambiente, maximizando el aprovechamiento de los recursos y minimizando los impactos de su producción y gestión. Igualmente, esta Ley tiene por objeto regular el régimen jurídico de suelos contaminados.

Como novedades principales con respecto a la Ley 10/1998 destacan: la introducción de capítulos específicos dedicados a los subproductos y al concepto de fin de vida útil del residuo, la creación de una Comisión de coordinación en materia de residuos, como órgano de cooperación técnica y colaboración entre las distintas administraciones y la introducción del concepto de responsabilidad del productor del producto, por la que el productor debe aceptar la devolución de productos reutilizables, la entrega de los residuos generados tras el uso del producto y su correspondiente gestión.

### 35.5) *Emisiones de CO<sub>2</sub>*

Durante los ejercicios 2010 y 2009 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 16,4 y 15,9 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 216 y 246 millones de euros. En este plan también se estipulan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el año 2011 por 16,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

En el ejercicio 2010 no se ha producido depreciación del valor de los derechos de emisión, al contrario que en el ejercicio 2009, en el cual se dotó una provisión de 50 millones de euros, que se vio compensada casi en su totalidad, por los ingresos procedentes de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos recibidos a título gratuito.

El resultado neto en el ejercicio 2010 por la gestión de CO<sub>2</sub> ha ascendido a un gasto de 5 millones de euros en 2010, mientras que en 2009 se registró un beneficio de 35 millones de euros.

Las instalaciones de Repsol YPF incluidos en el Sistema de Comercio de Emisiones Europeo están sujetas a limitaciones cada vez mayores sobre la cantidad de CO<sub>2</sub> que puedan emitir gratuitamente. Con el fin de minimizar el coste de cumplimiento con dichas limitaciones en el futuro, la Compañía tiene distintas inversiones comprometidas para la adquisición de créditos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC) a través de fondos de carbono (Fondo Español de Carbono gestionado por

el Banco Mundial y el Greenhouse Gas Credit Aggregation Pool gestionado por Natsource). La contratación a futuro de créditos MDL y AC mediante fondos de carbono representa una oportunidad de disponer de créditos a un precio económico para el futuro cumplimiento.

Los compromisos que tiene Repsol YPF han resultado en la adquisición de créditos durante el ejercicio 2010. Con estas adquisiciones, la inversión comprometida a final del ejercicio es de 52 millones de euros.

### **(36) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES**

En el ejercicio 2010, el importe de los honorarios devengados por Deloitte por trabajos de Auditoría en Repsol YPF, S.A. y en las sociedades de su Grupo ha ascendido a 8,1 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios devengados por el Auditor y su organización por servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios ascendieron a 0,8 millones de euros.

Se puede afirmar que la suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

### **(37) HECHOS POSTERIORES**

Con fecha 22 de febrero de 2011 el Grupo ha solicitado formalmente la exclusión de la cotización en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange - NYSE) de sus *American Depositary Shares* (ADSs). En este sentido, se estima que el último día de cotización de los ADSs en la NYSE será el próximo 4 de marzo de 2011.

El 8 de febrero de 2011 se han amortizado el 100% de las participaciones preferentes de Repsol International Capital (RIC) que cotizaban en la Bolsa de Nueva York (NYSE). Los valores se han amortizado por 25,00 dólares por cada participación preferente, más la cuantía de los dividendos devengados y no pagados desde el 31 de diciembre de 2010 hasta la fecha de la amortización, que han ascendido a 0,20 dólares por participación preferente.

ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2010

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio posido (5)
Repsol Petróleo, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	99,97	99,97	217,6	1.437,7	316,8	-	1.971,5
Repsol YPF Lubrificantes y Especialidades, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Producción y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100,00	5,4	79,3	17,5	-	102,2
Repsol Biocarburos Cartagena, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.		Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	99,97	100,00	0,5	-	(1,2)	-	(0,7)
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación	España	Repsol YPF Lubrificantes y Especialidades, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos	Distribución de gas	I.P.	49,28	50,00	3,5	7,7	-	-	5,5
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	99,97	100,00	0,1	1,9	1,5	-	3,4
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.		Asfaltos	I.P.	49,99	50,00	8,5	14,2	7,2	-	14,9
Servicios de seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Butano, S.A. y Repsol Química, S.A.	Seguridad	I.G.	99,98	100,00	0,4	0,2	-	-	0,6
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A. (CARSA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A./PETRONOR	Remolcadores	I.G.	99,20	100,00	0,1	2,4	3,7	-	6,2
Repsol YPF Trading y Transportes, S.A. (RYTTSA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	164,6	22,2	-	186,9
RYTTSA Singapur	Islas Cayman	Repsol YPF Trading y Transportes, S.A.		Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,0	(3,6)	(0,0)	-	(3,6)
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	133,4	81,7	40,4	-	255,4
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	25,00	104,2	-	89,8	-	48,5
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago (2)	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings, Llc.		Sociedad de cartera	P.E.	25,00	100,00	104,2	3,3	87,2	(89,8)	26,2
Atlantic 4 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.P.	22,22	22,22	188,6	-	-	-	41,9
Atlantic 4 LNG Company of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings, Llc.		Construcción de planta de licuefacción	P.E.	22,22	100,00	-	8,8	83,8	(82,3)	2,3
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	4,0	16,2	9,3	-	29,5
Repsol E&P T&T Limited	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	56,7	37,7	13,0	-	107,5
Repsol LNG, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol comercializadora de Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	0,1	(0,5)	(23,0)	-	(23,5)
Gastream México S.A. de C.V.	México	Repsol YPF, S.A.	Repsol LNG, S.L.	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	21,6	(22,5)	0,0	-	(0,9)
Repsol Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, S.A.	Gas Natural, SGA	Gestión comercialización de GNL	I.P.	65,06	100,00	2,0	0,2	0,2	-	1,6
Pacific LNG Bolivia S.R.L.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	37,50	37,50	1,0	(0,9)	(0,0)	-	0,0
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	0,1	24,9	45,8	-	70,7
Repsol Butano, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	58,7	661,7	57,8	-	778,2
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de gas	P.E.	100,00	100,00	1,3	(1,4)	-	-	(0,1)
Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	85,00	85,00	15,1	12,4	11,9	-	33,6
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas Licuado, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Instalaciones de gas	I.G.	52,70	62,00	0,4	0,0	(0,0)	-	0,2
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	42,50	50,00	0,0	0,8	0,7	-	0,6
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.	Poigas Luján, S.A.	Comercialización de GLP	P.E.	75,73	100,00	0,2	(0,6)	-	-	(0,3)
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	10,1	3,4	4,3	-	17,7
Servicio de Mantenimiento y Personal - SEMAPESA	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	0,0	(0,0)	(0,1)	-	(0,1)
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,2	20,3	14,7	-	35,5
Sphera Soc. Unipessoal Lda.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,0	1,3	0,3	-	1,6
Saaga, S.A.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	1,0	2,8	0,5	-	1,1
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Chile, Limitada	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	117,7	109,9	19,5	-	247,0
Empergas Lipigas, S.A.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.		Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	85,4	21,8	48,4	(46,5)	49,1
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	99,85	99,85	35,4	6,0	15,1	(4,5)	51,9
Repsol YPF Comercial de la Amazonia, SAC	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.	Grupo Repsol YPF del Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	99,85	100,00	0,1	0,0	(0,0)	-	0,1
Repsol YPF GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Butano, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A./R. YPF Bolivia, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,0	(0,1)	-	0,1
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Repsol Química, S.A./Repsol YPF, S.A./Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	11,9	(3,9)	(0,7)	-	7,3
Repsol Gas Brasil, S.A.	Brasil	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Brasil, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	33,7	(21,4)	(7,9)	-	4,4
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Repsol Butano, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1,1	(1,4)	(1,1)	-	(1,4)
Vía Red Servicios Logísticos, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,8	(0,2)	0,0	-	0,6
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A./PETRONOR	Aprovisionamiento y/o logística de gas natural	I.G.	96,67	99,78	334,8	598,3	276,5	(192,4)	983,3
Repsol Directo, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Campa Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,66	100,00	0,1	5,9	(1,9)	-	3,9
Campa Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	96,67	100,00	8,4	18,0	19,0	-	43,9
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	P.E.	43,68	45,00	15,1	(5,3)	0,6	-	4,6
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Servicios de fidelización	P.E.	21,75	22,50	0,1	5,1	1,0	-	1,3
Carburants i Derivats, S.A. (CADESA)	Andorra	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	0,1	1,8	0,1	-	0,6
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol, S.L.		Servicios relacionados con la automoción	I.G.	96,67	100,00	0,0	0,3	0,1	-	0,4
Norol, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	PETRONOR	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	67,67	70,00	1,5	0,5	0,5	-	1,5
Solred, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Gestión de medios de pago en EE.SS.	I.G.	96,67	100,00	7,3	22,0	10,0	-	38,0
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Gestión EE.SS.	I.P.	48,34	50,00	39,4	8,0	1,0	-	23,4
Terminales Canarias, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Almacenamiento y distribución de ptdos. petrolíferos	I.P.	48,34	50,00	19,8	1,6	1,9	-	11,3
Servibarna	España	RCPP		Arrendamiento de inmovilizado	I.G.	96,65	100,00	0,1	0,4	(0,1)	-	0,5
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	PETRONOR	Transporte y almacén de ptdos. petrolíferos	P.E.	10,0	10,0	84,1	97,1	166,3	(161,8)	18,6
CLH Aviación, S.A.(1)	España	CLH, S.A.		Transporte y almacén de ptdos. petrolíferos	P.E.	10,0	10,0	21,0	47,8	5,6	-	7,4
Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sin actividad	I.G.	100,00	100,00	0,2	13,1	8,7	-	22,0
The Repsol Company of Portugal Ltd.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,8	0,5	0,2	-	1,5
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	59,0	319,4	42,5	-	420,9
Repsol Directo LDA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,3	(0,0)	0,2	-	0,4
Gespost	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,0	3,7	2,1	-	5,8
Caiageste - Gestao de Areas de Servicios Ltda.	Portugal	Gespost		Explotación y gestión de EE.SS.	P.E.	50,00	50,00	0,0	0,3	(0,3)	-	(0,0)
Abastecimientos e Serviços de Aviação - ASA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	-	-	-	-	-
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda. - SABA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	-	-	-	-	-
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	3,5	28,2	0,1	-	31,8
Bahía Bizkaia Electricidad, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.		Generación de Energía	I.P.	25,00	25,00	3,6	157,8	42,7	-	51,0
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	0,1	385,8	(83,4)	-	302,4
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	85,98	85,98	120,5	477,2	291,2	(180,2)	609,3
Asfalnor, S.A.	España	PETRONOR		Distribuc. y comercialización de ptdos. asfálticos	I.G.	85,98	100,00	0,1	-	-	-	0,1
Repsol Exploración, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24,6	1.817,7	(151,3)	-	1.691,0
Repsol LNG Holding, antes de denominarse Repsol Exploración Trinidad, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,8	(0,5)	(10,2)	-	(8,9)
Gas Natural West Africa S.L.	España	Repsol LNG Holding, S.L.	Gas Natural Exploración, S.L.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	72,05	100,00	7,7	(4,1)	(8,7)	-	(3,7)
Repsol YPF Cuba, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	5,0	(1,5)	-	5,4
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,0	(0,8)	(16,5)	-	(15,3)
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3,9	(8,8)	0,6	-	(4,3)
Repsol Exploración Murzaq, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7,7	613,4	135,5	-	756,7
Akakis Oil Operation BV	Holanda	Repsol Exploración Murzaq SA		Exploración y producción de Hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	-	0,1	-	-	0,0
Repsol YPF Ecuador, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4,7	76,2	31,5	-	112,4
Amodaimi Oil Company, Ltd.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A.		Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	20,5	1,9	-	22,4
Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.	España	Repsol YPF Ecuador, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,1	28,0	13,2	-	41,3
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Cayman	Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.		Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	75,2	9,9	21,0	(5,5)	29,8
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A.(3)	Islas Cayman	Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.		Otras actividades	P.E.	29,66	100,00	-	-	-	-	-
Repsol Exploración Securé, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	0,2	(0,5)	-	1,6
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,6	177,7	35,5	-	228,8
Perú LNG Company, Llc.	Perú	Repsol Exploración Perú, S.A.	</									

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio posesido (5)
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	-	(3,0)	(4,2)	-	(1,8)
Repsol Exploración Sierra, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	(0,1)	(0,3)	-	(0,1)
Repsol Exploración Tobago, L.E.O.N.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,8	(1,4)	(1,3)	-	0,1
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-	(2,7)	-	(2,7)
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	257,0	(93,7)	(4,2)	-	159,2
Calio LLC	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,6	6,2	-	-	21,8
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12,3	39,0	9,0	-	60,3
Repsol YPF Venezuela Gas	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	(6,9)	0,1	-	(6,8)
Cardón IV	Venezuela	Repsol YPF Venezuela Gas S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	1,5	174,1	(7,0)	-	84,3
Petroquiriquire, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	4,1	1.016,1	126,5	-	458,7
Quiquire Gas, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	0,3	100,1	1,4	-	61,1
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	-	(0,3)	-	(0,2)
BPRY Caribbean Ventures LLC	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	916,0	(1.355,2)	565,7	-	37,9
BP Amoco Trinidad & Tobago, LLG (2)	EE.UU.	BPRY Caribbean Ventures LLC		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	126,5	245,9	556,0	(561,3)	110,1
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	0,1	1,6	-	-	0,8
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	225,9	434,8	23,9	-	684,6
EniRepsol Gas Limited	Arabia Saudita	Repsol Exploración, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	281,0	(250,6)	(4,9)	-	7,5
Repsol USA Holdings Corp	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.618,6	(143,8)	48,3	-	2.523,2
Repsol Services Company	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	33,1	0,7	(3,3)	-	30,4
Repsol E&P USA, Inc	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.459,6	(114,2)	158,9	-	2.504,3
Repsol Energy North America Corp.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	144,4	(62,4)	(41,8)	-	40,2
Repsol Offshore E&P Inc.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24,5	(14,8)	-	-	9,7
Repsol Louisiana Corporation	EEUU	Repsol USA Holdings Corp.		Exploración y producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13,6	0,0	(2,8)	-	10,8
Repsol Advanced Services LTD	Suiza	Repsol Exploración, S.A.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,1	0,0	-	0,5
Repsol Exploración Liberia, BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción	I.G.	100,00	100,00	-	4,3	(1,6)	-	2,7
Repsol Exploracion Norge	Noruega	Repsol Exploración SA		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	16,6	(4,0)	-	12,8
Repsol E&P Canada LTD	Canadá	Repsol Exploración SA		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	8,1	(2,2)	(5,6)	-	0,3
Repsol Exploración Seram, B.V.	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Exploración y producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,4	0,0	(2,8)	-	(0,4)
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Exploración y producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	0,0	(2,2)	-	(0,2)
Repsol Exploración Cendrawasih II, BV	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Exploración y producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,9	0,0	(0,3)	-	0,6
Repsol Exploración Cendrawasih III, BV	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Exploración y producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,9	(0,0)	0,1	-	1,0
Repsol Exploración Cendrawasih IV, BV	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Exploración y producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,9	(0,0)	0,1	-	1,0
Repsol LNG Offshore BV	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	-	11,0	(0,0)	-	11,0
Repsol YPF Perú, BV	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	93,8	89,1	3,7	-	186,7
Grupo Repsol YPF del Perú, S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,5	0,1	-	1,0
Refinería La Pampilla, S.A.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Refino	I.G.	51,03	51,03	110,0	65,8	26,8	-	103,4
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Refinería La Pampilla, S.A.		Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	62,8	2,1	14,5	-	40,5
Repsol YPF Marketing S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	2,5	0,5	1,9	-	4,9
Tucumará Empreendimentos e Part. Ltda.	Brasil	Perú BV		Servicios de apoyo a infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	27,5	(0,1)	(0,9)	-	26,6
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	Brasil	Tucumará Ltda.		Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	34,8	(34,8)	-	-	-
Servicios y Operaciones Perú S.A.C	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,3	0,6	-	0,9
Repsol International Finance B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	266,7	935,1	130,1	-	1.331,9
Repsol LNG Port of Spain, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	277,8	33,7	-	311,5
Atlantic 1 Holdings, LLC	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port of Spain, BV		Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	182,5	-	-	(157,2)	5,1
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	100,00	-	53,0	147,0	-	40,0
Repsol International Capital, Ltd	Islas Cayman	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100,00	100,00	347,1	(306,2)	(0,7)	-	40,2
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,0	(0,1)	(0,0)	-	(0,1)
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Financiera	I.G.	100,00	100,00	0,0	(9,2)	(9,6)	-	(18,8)
Repsol YPF Capital, S.L.	España	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	463,8	91,8	57,3	-	612,8
Caveant, S.A.	Argentina	Repsol YPF Capital, S.L.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	0,3	58,3	11,9	-	70,4
Gaviota RE S.A.	Luxemburgo	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	13,6	59,5	8,8	-	81,8
Greystone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Gaviota RE	Repsol Investeringen, B.V.	Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	5,3	6,7	1,8	-	13,8
Repsol Canada Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	4,3	(2,0)	0,2	-	2,5
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A.		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	374,6	(92,5)	(106,2)	-	176,0
Ocidental de Colombia, LLC	Colombia	Repsol International Finance, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	0,3	286,2	204,8	(46,4)	111,2
Repsol Química, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	60,5	(384,0)	2,1	-	(321,4)
Polidax, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	17,4	(152,0)	(3,2)	-	(1,0)
General Química, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	3,0	8,3	(6,0)	-	5,2
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	General Química, S.A.		Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	1,8	4,3	0,2	-	2,4
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pldos. químicos	I.P.	50,01	50,01	16,8	3,1	6,4	-	13,2
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pldos. químicos	P.E.	49,99	49,99	39,1	28,3	6,5	-	36,9
Dynasol Gestión, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	0,1	1,0	0,1	-	0,6
Dynasol LLC	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.		Comercialización de Productos Petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	-	-	-	-	-
Repsol Polimeros LDA	Portugal	Repsol Química, S.A.	Repsol Lusitania, S.L.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	303,3	(32,4)	(21,4)	-	249,5
Repsol ETBE, S.A.	Portugal	Repsol Polimeros Lda		Producción de electricidad	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,9	1,1	-	2,1
Repsol Electricidade e Calor.ACE	Portugal	Repsol Polimeros LDA		Producción de electricidad	I.G.	100,00	100,00	0,0	(0,0)	-	-	0,0
Repsol Chemie Deutschland GmbH	Alemania	Repsol Química, S.A.		Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,6	0,7	-	1,4
Repsol Lusitania, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	(3,0)	(0,5)	-	(3,5)
Repsol Italia, SpA	Italia	Repsol YPF, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2,4	48,5	4,9	-	55,7
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A. / Repsol Exploración, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	30,13	921,8	9.585,8	1.201,3	(324,5)	3.430,0
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,13	100,00	1,0	19,0	48,0	-	20,5
Sagane, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,13	100,00	95,0	24,0	(40,0)	-	23,8
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (2)	Reino Unido	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	21,87	72,60	-	144,0	158,0	(43,0)	56,7
Metragez, S.A. (2)	Marruecos	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	21,78	72,30	3,0	1,0	1,0	-	1,1
BIS Suministro de Gas Sur, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
BIS Suministro de Gas, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Comercial SDG, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	6,0	14,0	-	7,2
Gas Natural Comercializadora, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	2,0	31,0	57,0	-	27,1
Oficina de cambios de suministrador, S.A.	España	Gas Natural Comercializadora, S.A.		Servicios	P.E.	8,74	29,00	-	-	-	-	-
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	2,0	5,0	1,0	-	2,4
Gas Natural Servicios SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	2,0	17,0	(28,0)	-	(2,7)
Bluemobility System, S.L.	España	Gas Natural Servicios, SDG, S.A.		Servicios	P.E.	6,03	20,00	-	1,0	-	-	0,1
Unión Fenosa Comercial, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	10,0	101,0	190,0	(150,0)	45,5
Unión Fenosa Distribución, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	833,0	1.814,0	305,0	(351,0)	783,7
Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	3,0	1,0	1,0	-	1,5
Electra de Abusejo, S.L. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	1,0	-	(1,0)	-	-
Electra del Jallas, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	30,10	99,90	-	40,0	6,0	(4,0)	12,6
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S										

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Gas Natural Andalucía, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	12,0	41,0	19,0	-	21,7
Gas Natural Castilla-La-Mancha, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	28,62	95,00	27,0	19,0	10,0	-	16,0
Gas Natural Castilla y León, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	27,15	90,10	6,0	79,0	25,0	-	29,9
Gas Natural Cegas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,04	99,70	25,0	68,0	30,0	-	36,9
Gas Natural Distribución SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	86,0	869,0	299,0	(175,0)	325,1
Gas Natural Rioja, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	26,36	87,50	3,0	9,0	5,0	-	4,5
Gas Natural Exploración, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Exploración y producción hidrocarburos	I.P.	30,13	100,00	9,0	(5,0)	-	-	1,2
Palencia 3 Investigación Desarrollo y Explotación, S.L.	España	Gas Natural Exploración, S.L.		Exploración y producción hidrocarburos	I.P.	11,15	37,00	-	-	-	-	-
Clover Financial and Treasury Services, Ltd. (2)	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,13	100,00	-	720,0	46,0	(62,0)	212,1
Gas Natural Capital Markets, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,13	100,00	-	-	7,0	-	2,1
Gas Natural Finance, B.V. (2)	Holanda	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural International, Ltd. (2)	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,13	100,00	6,0	9,0	-	(7,0)	2,4
Natural Re, S.A. (2)	Luxemburgo	Gas Natural International, Ltd.	Holder Gas Natural, S.A.	Seguros	I.P.	30,13	100,00	3,0	21,0	6,0	-	9,0
Unión Fenosa Acec UK Holdings, Ltd. (2)	Reino Unido	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	19,0	(19,0)	-	-	-
Unión Fenosa Finance B.V. (2)	Países Bajos	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Financiación S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,13	100,00	1,0	3,0	(2,0)	-	0,6
Unión Fenosa Financial Services USA, LLC (2)	Estados Unidos	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Preferentes, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Electricidad SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	731,0	15,0	(11,0)	221,4
Dawn Energy - Produção de Energia, Unipessoal Lda. (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	(1,0)	16,0	-	5,7
Energy Way Produção de Energia Lda (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Buenergía Gas & Power, Ltd. (2)	I, Cayman	Gas Natural Electricidad, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
EcoEléctrica Holding, Ltd.	I, Cayman	Buenergía Gas & Power Ltd		Sociedad de cartera	I.P.	28,62	95,00	-	(35,0)	32,0	-	(0,9)
EcoEléctrica, L.P.	Puerto Rico	EcoEléctrica Holding, Ltd	Ecoceléctrica Ltd.	Generación de Electricidad	I.P.	14,31	47,50	63,0	20,0	-	-	11,9
EcoEléctrica Limited	I, Cayman	EcoEléctrica Holding, Ltd		Sociedad de cartera	I.P.	14,31	47,50	63,0	19,0	69,0	(12,0)	19,9
La Energía, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	11,0	3,0	9,0	-	6,9
UTE La Energía Gas Natural Electricidad (2)	España	La Energía, S.A		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	3,0	-	1,0	-	1,2
Lantaron Energía, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
M&D Generación 1, S.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Hispangoalca de Extracciones, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Minería, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,13	100,00	11,0	175,0	2,0	-	56,6
Lignitos de Meirama, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Minería, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,13	100,00	23,0	15,0	2,0	-	12,1
Pizarras Mahide, S.L. (2)	España	Lignitos de Meirama, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,13	100,00	1,0	-	-	-	0,3
Unión Fenosa Minería B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Minería, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	143,0	6,0	(6,0)	43,1
Unión Fenosa South Africa Coal (Proprietary), LTD (2)	Sudafrica	Unión Fenosa Minería B.V.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	52,0	15,0	(6,0)	18,4
Kangra Coal (Proprietary), Ltd. (2)	Sudafrica	Unión Fenosa South Africa Coal (PTY), LTD		Minería	I.P.	21,09	70,00	-	68,0	43,0	-	23,4
Gas Natural Transporte SDG, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	15,0	46,0	10,0	-	21,4
Gas Navarra, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	27,12	90,00	4,0	27,0	9,0	-	10,8
Petroleum Oil & Gas España, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	Exploración y producción hidrocarburos	I.P.	30,13	100,00	4,0	46,0	(3,0)	-	14,2
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Servicios	I.P.	29,68	98,50	3,0	8,0	-	-	3,3
Cedifil Cored Wire, S.L. (2)	España	Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	29,68	98,50	4,0	-	1,0	-	1,5
General de Edificios y Solares, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	34,0	54,0	3,0	-	27,4
Gas Natural Informática, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	20,0	(1,0)	8,0	-	8,1
M&D Energy Market, S.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Operación y Mantenimiento Energy, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	7,0	1,0	-	2,4
Operación y Mantenimiento Energy Costa Rica, S.A. (2)	Costa Rica	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Operación y Mantenimiento Energy Madagascar, S.A.R.L.U. (2)	Madagascar	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
United Saudi Spanish Power and Gas Services, LLC (2)	Arabia Saudí	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	1,0	39,0	4,0	-	13,3
Socoin, S.A. (Guatemala) (2)	Guatemala	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, Guatemala, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Socoin Colombia, S.A.U. (2)	Colombia	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Socoin México, S.A. de C.V. (2)	México	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	8,0	(2,0)	(4,0)	-	0,6
Socoin, S.A. (Panamá) (2)	Panamá	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	1,0	-	-	0,3
Socoinve, C.A. (2)	Venezuela	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Soluciones Technical Services, Llc. (2)	Egipto	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Soluziona, S.A. (Bolivia) (2)	Bolivia	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Ghesa Ingeniería y Tecnología, S.A.	España	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.		Servicios Profesionales	I.P.	12,41	41,20	4,0	16,0	5,0	-	3,1
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	90,0	327,0	11,0	-	129,0
Aplicaciones y Proyectos energéticos, S.A. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Boreas Eólica 2, S.A. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	27,00	89,60	3,0	5,0	2,0	-	2,7
Corporación Eólica de Zaragoza, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	20,49	68,00	3,0	1,0	1,0	-	1,0
Eólicos Singulares 2005, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	14,76	49,00	-	-	-	-	-
Fenosa Renovables, S.L.U. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Fenosa Wind, S.L. (2)	España	Fenosa Renovables, S.L.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Energy Canarias, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Wind 2, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Wind 3, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Wind 4, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Wind 6, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Wind Canarias, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Generación Peninsular, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	34,0	11,0	-	14,8
Sociedad Gallega do Medio Ambiente, S.A.	España	Generación Peninsular, S.L.		Gestión residuos	P.E.	14,76	49,00	32,0	11,0	(4,0)	-	5,8
Molinos de Valdebezana, S.A. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	28,44	94,40	1,0	2,0	1,0	-	1,1
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	1,0	3,0	1,0	-	0,9
Tratamiento Integral de Almazán, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	27,12	90,00	3,0	2,0	2,0	-	1,9
Tratamiento Cinca Medio, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	24,10	80,00	2,0	1,0	-	-	0,7
Alas Capital & Gas Natural, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	12,05	40,00	-	-	-	-	-
Desarrollo de Energías Renovables de la Rioja, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	10,94	36,30	17,0	3,0	6,0	-	2,8
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	10,0	29,0	14,0	-	8,0
Energía Termosolar de los Monegros, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	13,56	45,00	1,0	-	-	-	0,1
Energías Eólicas de Fuerteventura, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 12, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 13, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 14, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 15, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 16, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 21, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 22, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 23, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.</							

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros						
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)		
Eólica Tramuntana 24, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 71, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 72, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 73, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-	-
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	3,0	6,0	3,0	-	-	-	1,8
Los Castros, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	9,97	33,10	2,0	1,0	1,0	-	-	-	0,4
Molinos de la Rioja, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	10,03	33,30	3,0	2,0	3,0	-	-	-	0,8
Molinos de Linares, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	7,53	25,00	-	-	-	-	-	-	-
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	10,0	8,0	10,0	-	-	-	4,2
Montouto 2000, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	14,76	49,00	6,0	4,0	2,0	-	-	-	1,8
O Novo Aquilón, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-	-
Parques Eólicos 2008-2012, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	16,27	54,00	-	-	-	-	-	-	-
Enervent, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	P.E.	7,83	26,00	2,0	6,0	1,0	(1,0)	-	-	0,6
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	P.E.	6,03	20,00	3,0	4,0	1,0	-	-	-	0,5
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	P.E.	5,42	18,00	2,0	2,0	1,0	-	-	-	0,3
Gas Natural Internacional SDG, S.A. (2)	Italia	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	350,0	149,0	186,0	(100,0)	-	-	176,3
Gas Natural Distribuzione S.p.A. (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	33,0	158,0	22,0	-	-	-	64,2
Alidona Distribuzione Gas, S.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.P.A.		Distribución de gas	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-	-
Cleto Reti Gas, S.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.P.A.		Distribución de gas	I.P.	18,08	60,00	4,0	-	-	-	-	-	0,7
Cetara Distribuzione Gas, S.R.L. (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.P.A.		Comercialización de gas	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-	-
Controladora del Golfo, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Unión Fenosa México, S.A de C.V	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	32,0	(81,0)	(4,0)	-	-	-	(16,0)
Gas Natural Europe, S.A.S. (2)	Francia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Comercialización de gas	I.P.	30,13	100,00	-	3,0	(5,0)	-	-	-	(0,6)
Gas Natural Vendita Italia, SpA (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Comercialización de gas	I.P.	30,13	100,00	2,0	7,0	3,0	-	-	-	3,6
Natural Energy, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	30,13	100,00	-	-	2,0	-	-	-	0,6
Ceg Río, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	17,96	59,60	41,0	73,0	35,0	(37,0)	-	-	20,1
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	16,33	54,20	212,0	223,0	103,0	(86,0)	-	-	73,8
Gas Natural, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	17,81	59,10	11,0	64,0	96,0	-	-	-	30,4
Gas Natural Servicios Colombia Ltda. (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP	Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	2,0	(2,0)	-	-	-	-
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	13,80	45,80	1,0	12,0	7,0	-	-	-	2,8
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	9,70	32,20	9,0	30,0	12,0	(9,0)	-	-	4,1
Gas Natural del Cesar, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	19,95	66,20	3,0	5,0	2,0	-	-	-	2,0
Gas Natural Serviços, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural do Brasil, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	2,0	4,0	(1,0)	-	-	-	1,5
Gas Natural Rigasifisicazione Italia, S.P.A. (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Regasificación de gas	I.P.	30,13	100,00	11,0	-	(1,0)	-	-	-	3,0
Administración y Servicios ECAP, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Unión Fenosa México, S.A de C.V	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Servicios Integrales, S.A.S. (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-	-
Natural Servicio, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	2,0	(1,0)	-	-	-	-	0,3
Serviconfort Colombia, S.A. (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-	-
Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,21	87,00	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Argentina SDG, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	105,0	(24,0)	1,0	-	-	-	24,7
Gas Natural do Brasil, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural Serviços, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	3,0	(3,0)	-	-	-	-	-
Gas Natural Italia SpA (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Puerto Rico, Inc (2)	Puerto Rico	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	1,0	(1,0)	-	-	-	-	-
Invergás, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	49,0	59,0	2,0	-	-	-	33,1
Gas Natural BAN, S.A. (2)	Argentina	Invergás, S.A.	Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	21,09	70,00	215,0	(130,0)	11,0	(13,0)	-	-	17,5
Holding Gas Natural, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-	-
La Propagadora del Gas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	2,0	-	-	-	-	0,6
Unión Fenosa Internacional, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	174,0	212,0	118,0	-	-	-	151,9
Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Comercialización de electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	1,0	1,0	-	-	-	0,6
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	27,36	90,80	8,0	-	12,0	-	-	-	5,5
Electricificadora del Caribe S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio, S.L.	Distribución de electricidad	I.P.	25,73	85,40	964,0	(195,0)	39,0	-	-	-	207,9
Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P. (2)	Colombia	Electricificadora del Caribe, S.A.		Comercialización de electricidad	I.P.	24,49	81,30	-	3,0	2,0	-	-	-	1,2
Energía Social de la Costa S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Electricificadora del Caribe, S.A.		Comercialización de electricidad	I.P.	24,49	81,30	2,0	(2,0)	(7,0)	-	-	-	(1,7)
Electricaribe Mipymes de Energía, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Electricificadora del Caribe, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	24,49	81,30	2,0	(1,0)	(9,0)	-	-	-	(2,0)
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	19,58	65,00	25,0	(3,0)	5,0	-	-	-	5,3
Unión Fenosa Generadora Torito, S.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	19,58	65,00	-	4,0	-	-	-	-	0,8
Almar Cox, S.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Generación México, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-	-
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio, S.L. (2)	España	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	32,0	1,0	-	-	-	-	9,9
Caribe Capital B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	262,0	14,0	(22,0)	-	-	76,5
Generadora Palamara La Vega, S.A. (2)	Rep. Dominicana	Caribe Capital, B.V.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	66,0	14,0	-	-	-	25,3
Inversiones Hermill, S.A. (2)	Rep. Dominicana	Generadora Palamara La Vega, S.A.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	1,0	-	-	-	-	-	0,3
Distribuidora Eléctrica de Caribe, S.A. (Panamá) (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	110,0	(28,0)	15,0	(13,0)	-	-	25,3
Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí, S.A. (2)	Panamá	Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,37	51,00	18,0	(3,0)	9,0	-	-	-	3,7
Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste, S.A. (2)	Panamá	Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,37	51,00	71,0	(6,0)	23,0	-	-	-	13,5
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (2)	Panamá	Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,37	51,00	9,0	1,0	5,0	-	-	-	2,3
Unión Fenosa Generación Panamá, S.A. (2)	Panamá	Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-	-
First Independent Power (Kenya), Ltd. (2)	Kenya	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	27,00	89,60	-	10,0	-	-	-	-	2,7
Iberáfica Power Ltd. (2)	Kenya	First Independent Power Kenya, Ltd.		Generación de Electricidad	I.P.	21,60	71,70	16,0	1,0	1,0	-	-	-	3,9
Unión Fenosa México, B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	128,0	155,0	-	(1,0)	-	-	85,0
Gas Natural México, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México B.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	26,15	86,80	471,0	(151,0)	34,0	-	-	-	92,6
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México S.A de C.V.	Gas Natural Internarrnacional, SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,15	86,80	6,0	2,0	1,0	-	-	-	2,4
Gas Natural Vehicular del Norte Asociación en Participación	México	Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.		Distribución de gas	I.P.	13,35	44,30	1,0	-	-	-	-	-	0,1
Comercializadora Metrogas, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.	Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V.	Distribución de gas	I.P.	26,15	86,80	128,0	(65,0)	10,0	-	-	-	19,1
Administración de Servicios de Energía México, S.A. de C.V. (2)	México	Comercializadora Metrogas, S.A. de C.V.		Servicios	I.P.	26,15	86,80	-	-	-	-	-	-	-
Energía y Confort Administración de Personal, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.		Servicios	I.P.	26,21	87,00	-	1,0	-	-	-	-	0,3
CH4 Energía S.A. de C.V.	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.		Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,08	43,40	1,0	4,0	3,0	(20,0)	-	-	(1,6)
Transnatural S.R.L. de C.V.	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.		Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,08	43,40	10,0	(31,0)	(5,0)	-	-	-	(3,4)
Zemer Energía, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, B.V.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	(1,0)	-	-	-	-	(0,2)
Unión Fenosa Operación México S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, B.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	1,0	-	-	-	-	0,3
Unión Fenosa México, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, B.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	321,0	(188,0)	(3,0)	-	-	-	39,2
Fuerza y Energía BH Hioxo, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, S.A de C.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	38,0	(11,0)	-	-	-	-	8,1
Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, S.A de C.V.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	I.P.	30,13	100,00	49,0	(1,0)	6,0	-	-	-	16,3
Fuerza y Energía de Naco Nogales, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, S.A de C.V.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	I.P.	30,13	100,00	131,0	(43,0)	11,0	-	-	-	29,8
Fuerza y Energía de Norte Durango, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, S.A de C.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	I.P.	30,13	100,00	54,0	(9,0)	(2,0)	-	-	-	13,0
Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, S.A de C.V.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	I.P.	30,13	100,00	156,0	(3,0)	33,0	-	-	-	56,0
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	27,96	92,80	14,0	(3,0)	7,0	-	-	-	5,0
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	26,60	88,30	74,0	(42,0)	3,0	-	-	-	9,3
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	27,03	89,70	60,0	(54,0)	-	-	-	-	1,6
Generación Limpia Guatemala, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	6,0	-	-	-	-	-	1,8
Red Unión Fenosa, S.A. (2)	Moldova	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	28,29	93,90	7,0	118,0	21,0	-	-	-	41,3
Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	2,0	1,0	-	-	-	-	0,9

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros							
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio (5)			
Unión Fenosa International B.V. (2)	Países Bajos	Gas Natural SDG, S.A.	Sociedad de cartera		I.P.	30,13	100,00	-	17,0	-	-	-	-	-	5,1
Unión Fenosa Chile Limitada (2)	Chile	Unión Fenosa International B.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	4,0	-	-	-	-	-	-	1,2
Unión Fenosa Renovables Limitada (Chile) (2)	Chile	Unión Fenosa Chile Limitada	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	4,0	-	-	-	-	-	-	1,2
Unión Fenosa Energías Renovables Chile, S.A. (2)	Chile	Unión Fenosa Renovables Limitada (Chile)		Generación de Electricidad	I.P.	24,10	80,00	1,0	1,0	(1,0)	-	-	-	-	0,2
Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa International B.V.		Sociedad de cartera	I.P.	27,54	91,40	11,0	2,0	-	-	-	-	-	3,6
Berrybank development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.		Energía	I.P.	27,54	91,40	-	-	-	-	-	-	-	-
Crookwell development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.		Energía	I.P.	27,54	91,40	3,0	1,0	-	-	-	-	-	1,1
Hawkesdale development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.		Energía	I.P.	27,54	91,40	1,0	-	-	-	-	-	-	0,3
Ryan Corner development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.		Energía	I.P.	27,54	91,40	2,0	1,0	-	-	-	-	-	0,8
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Telecomunicaciones	I.P.	30,13	100,00	21,0	26,0	22,0	-	-	-	-	20,8
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Colombia) (2)	Colombia	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.	Electrificadora del Caribe, S.A.	Telecomunicaciones	I.P.	26,45	87,80	1,0	2,0	1,0	-	-	-	-	1,1
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Guatemala) (2)	Guatemala	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.		Telecomunicaciones	I.P.	30,13	100,00	-	4,0	2,0	-	-	-	-	1,8
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Nicaragua) (2)	Nicaragua	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.		Telecomunicaciones	I.P.	30,13	100,00	-	1,0	1,0	-	-	-	-	0,6
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Panamá) (2)	Panamá	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.	Empresa Distribuidora Electricidad Metro Oeste, SA	Telecomunicaciones	I.P.	27,18	90,20	2,0	3,0	3,0	-	-	-	-	2,2
Alliance, S.A.	Nicaragua	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.		Telecomunicaciones	I.P.	15,03	49,90	-	-	-	-	-	-	-	-
Central Térmica La Torrecilla, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Cogeneración	I.P.	15,06	50,00	1,0	-	-	(1,0)	-	-	-	-
Unión Fenosa Gas, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	15,06	50,00	33,0	464,0	210,0	(171,0)	-	-	-	80,7
Gas Directo, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	9,04	30,00	7,0	3,0	(2,0)	-	-	-	-	0,7
Gasífica, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Gas	I.P.	13,56	45,00	2,0	8,0	2,0	-	-	-	-	1,6
Infraestructura de Gas, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	12,80	42,50	-	-	19,0	(11,0)	-	-	-	1,0
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	España	Infraestructuras de Gas, S.A.		Gas	I.P.	7,53	25,00	2,0	5,0	18,0	(12,0)	-	-	-	1,0
Nueva Electricidad del Gas, S.A.U.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	15,06	50,00	9,0	(3,0)	(2,0)	-	-	-	-	0,6
Spanish Egyptian Gas Company, S.A.E.	Egipto	Unión Fenosa Gas, S.A.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Gas	I.P.	12,05	40,00	336,0	4,0	28,0	-	-	-	-	44,3
Segas Services, S.A.E.	Egipto	Spanish Egyptian Gas Company SAE	Operación y Mantenimiento Energy S.A.	Gas	I.P.	11,96	39,70	1,0	-	-	-	-	-	-	0,1
Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	15,06	50,00	-	-	(1,0)	-	-	-	-	(0,2)
Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	15,06	50,00	2,0	1,0	36,0	(23,0)	-	-	-	2,4
Unión Fenosa Gas Infraestructuras, B.V.	Holanda	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	15,06	50,00	-	5,0	-	-	-	-	-	0,8
Palawan Sulu Sea Gas, Inc.	Filipinas	Unión Fenosa Gas Infraestructuras B.V.		Gas	I.P.	15,06	50,00	-	5,0	-	-	-	-	-	0,8
Regasificadora del Noroeste, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	P.E.	3,16	10,50	48,0	(1,0)	3,0	-	-	-	-	1,6
Barras Eléctricas Generación, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Gas	I.P.	13,53	44,90	1,0	2,0	-	-	-	-	-	0,4
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.I.E.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	5,81	19,30	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Unión Fenosa Renovables, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	33,0	127,0	22,0	-	-	-	-	27,4
Eufer Energías Especiales de Portugal, Unipessoal Lda	Portugal	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Eufer Renovables Ibéricas 2004, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	16,0	2,0	1,0	-	-	-	-	2,9
Parque Eólico Cabo Vilano, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	7,0	1,0	(14,0)	-	-	-	-	(0,9)
Parque Eólico de Capelada, A.I.E.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	7,53	25,00	6,0	1,0	1,0	-	-	-	-	0,6
Parque Eólico de Conallón, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Parque Eólico de San Andrés, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	12,35	41,00	1,0	-	3,0	-	-	-	-	0,5
Parque Eólico Mulpica, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	5,33	17,70	1,0	-	-	-	-	-	-	0,1
Parque Eólico Montes de las Navas, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	3,01	10,00	7,0	2,0	3,0	-	-	-	-	0,4
Parque Eólico Sierra del Merengue, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	7,53	25,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Prius Energética, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	(1,0)	-	-	-	-	(0,2)
Proyectos Universitarios Energías Renovables, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	5,03	16,70	-	-	-	-	-	-	-	-
Punta de las Olas Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Punta de Lens Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	14,46	48,00	2,0	2,0	-	-	-	-	-	0,6
Ufefys, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	-	-	1,0	-	-	-	-	0,1
Vientos del Noroeste, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,03	49,90	5,0	-	(3,0)	-	-	-	-	0,3
Enerlasa, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Energía	P.E.	6,78	22,50	1,0	(1,0)	1,0	-	-	-	-	0,1
Energías de Villarubia, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Energía	P.E.	3,01	10,00	-	1,0	4,0	-	-	-	-	0,2
Sotaveento Galicia, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Energía	P.E.	2,71	9,00	1,0	4,0	(1,0)	-	-	-	-	0,1
Tirmadrid, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Energía	P.E.	2,71	9,00	17,0	4,0	7,0	-	-	-	-	0,8
Qatbat LNG S.A.O.C.	Omán	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Gas	P.E.	1,11	3,70	55,0	18,0	7,0	-	-	-	-	0,9
Aprovechamientos Eléctricos, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Áridos Energías Especiales, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,18	20,50	1,0	-	2,0	(2,0)	-	-	-	0,1
Azucarera Energías, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	1,0	2,0	(1,0)	-	-	-	-	0,1
Barbao S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	1,0	-	-	-	-	-	0,2
Parque Eólico Belmonte, S.A.	España	Barbao, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	7,56	25,10	-	-	-	-	-	-	-	-
Boiro Energía, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	1,0	4,0	2,0	-	-	-	-	0,4
Cogeneración del Noroeste, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	5,0	1,0	5,0	-	-	-	-	0,7
Depuración, destilación y reciclaje, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	1,0	1,0	1,0	(1,0)	-	-	-	0,1
Energías Ambientales, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	5,03	16,70	15,0	4,0	-	-	-	-	-	1,0
Energías Ambientales de Novo, S.A.	España	Energías Ambientales, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	5,03	16,70	1,0	1,0	-	-	-	-	-	0,1
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	España	Energías Ambientales, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,81	22,60	1,0	2,0	1,0	-	-	-	-	0,3
Energías Ambientales de Vimianzo, S.A.	España	Energías Ambientales, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	5,03	16,70	5,0	2,0	2,0	-	-	-	-	0,5
Sociedad Eólica de l'Enderrocada, S.A.	España	Energías Ambientales, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	4,01	13,30	6,0	1,0	1,0	-	-	-	-	0,3
Energías Especiales Alcohólicas, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	12,41	41,20	-	(2,0)	2,0	-	-	-	-	-
Energías Especiales Alto Ulla, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	10,0	-	(11,0)	-	-	-	-	(0,2)
Energías Especiales Andalucía, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	12,80	42,50	1,0	-	-	-	-	-	-	0,1
Andaluz de Energía Solar Cuarta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía, S.L.		Generación de Electricidad	I.P.	9,16	30,40	-	-	-	-	-	-	-	-
Andaluz de Energía Solar Primera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía, S.L.		Generación de Electricidad	I.P.	9,16	30,40	-	-	-	-	-	-	-	-
Andaluz de Energía Solar Quinta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía, S.L.		Generación de Electricidad	I.P.	9,04	30,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Andaluz de Energía Solar Tercera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía, S.L.		Generación de Electricidad	I.P.	9,04	30,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales de Carrión, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	11,60	38,50	-	-	1,0	-	-	-	-	0,1
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	11,81	39,20	-	-	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales de Gata, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales de Padul, S.L.U.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	7,53	25,00	2,0	1,0	2,0	-	-	-	-	0,4
Energías Especiales Espina, S.L.U.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	2,0	-	-	-	-	-	-	0,3
Energías Especiales Montes Castellanos, S.L.U.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	7,0	-	(2,0)	-	-	-	-	0,8
Energías Especiales Montes de Andalucía, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales Noroeste, S.A.U.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	7,0	2,0	4,0	-	-	-	-	2,0

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros						
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)		
Kromschroeder, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.			P.E.	12,80	42,50	1,0	10,0			(1,0)		1,3
Ensafeca Holding Empresarial, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.			P.E.	5,57	18,50	8,0	2,0	(2,0)				0,4
Torre Mareostrum, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.			P.E.	13,56	45,00	5,0	13,0	-				2,4
Gas Natural de Sao Paulo Sul, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural SDG, S.A.	Gas Natural Serviços, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	370,0	(98,0)	36,0	(1,0)		92,5	
Toledo PV, A.E.I.E.	España	Gas Natural SDG, S.A.			I.P.	10,03	33,30	-	-	-			-	
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF Capital/ CAVEANT	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	79,81	79,81	4.072,2	(248,9)	1.005,0	-		3.853,5	
YPF International, S.A.	Bolivia	YPF, S.A.	Repsol YPF Bolivia/Repsol YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	79,81	100,00	124,7	(77,1)	2,5	-		40,0	
YPF Ecuador Inc.	Islas Cayman	YPF International, S.A.			I.G.	79,81	100,00	0,8	(0,8)	-			-	
YPF Guyana, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.			I.G.	79,81	100,00	1,2	(1,0)	(1,5)	-		(1,0)	
YPF Holdings Inc.	EE.UU.	YPF, S.A.			I.G.	79,81	100,00	621,5	(368,9)	-			201,6	
CLH Holdings	EE.UU.	YPF Holdings Inc.			I.G.	79,81	100,00	194,7	(211,1)	-			(13,1)	
Tierra Solutions Inc.	EE.UU.	CLH Holdings			I.G.	79,81	100,00	195,4	(200,3)	(13,6)	-		(14,7)	
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	YPF Holdings Inc.			I.G.	79,81	100,00	464,4	(473,3)	(37,3)	-		(36,9)	
Maxus US Exploration Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation			I.G.	79,81	100,00	1,4	(185,1)	(32,9)	-		(172,9)	
Maxus International Energy Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation			I.G.	79,81	100,00	24,3	(29,4)	-			(4,1)	
Gateway Coal Company	EE.UU.	Maxus Energy Corporation			I.G.	79,81	100,00	88,5	(39,5)	5,9	-		(33,6)	
Compañía Mega	Argentina	YPF, S.A.			I.P.	30,33	38,00	151,8	(6,5)	54,8	-		60,7	
Operadora de Estaciones de Servicio, S.A. OPESSA	Argentina	YPF, S.A.	Repsol YPF Gas, S.A.	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	79,69	99,85	7,5	18,9	23,3	-		29,6	
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Astra Evangelista, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	79,81	100,00	0,3	(0,2)	(0,0)	-		0,0	
Gas Argentino, S.A. (GASA)	Argentina	YPF Inversora Energética, S.A.			P.E.	36,18	45,33	62,4	(120,9)	(8,3)	-		-	
Metrogas, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A. (GASA)			P.E.	25,32	70,00	114,3	(71,1)	(8,2)	-		8,9	
Oiltanking Ebytem, S.A.	Argentina	YPF, S.A.			P.E.	23,94	30,00	8,9	6,2	10,8	-		6,2	
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, S.A.			P.E.	28,73	36,00	-	-	-	-		-	
Oleoducto Transandino Argentino, S.A. (3)	Argentina	A&C Pipeline Holding			P.E.	28,73	100,00	-	-	-	-		-	
Oleoducto Transandino Chile, S.A. (3)	Chile	A&C Pipeline Holding			P.E.	28,73	100,00	-	-	-	-		-	
Oleoducto Transandino Argentina Accs preferidas	Argentina	YPF, S.A.			P.E.	28,73	36,00	34,2	(25,3)	(1,5)	-		2,1	
Oleoducto Transandino Chile Acciones preferidas	Chile	YPF, S.A.	Repsol Butano Chile	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	28,73	36,00	0,0	14,0	1,0	-		4,3	
Gasoducto del Pacifico Caiman	Islas Cayman	YPF, S.A.			P.E.	7,98	10,00	-	-	-	-		-	
Gasoducto del Pacifico Chile (Ordinarias)	Chile	Gasoducto del Pacifico Caiman			P.E.	6,98	87,50	-	-	-	-		-	
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A.(Ordinarias)	Argentina	Gasoducto del Pacifico Caiman			P.E.	6,98	87,50	-	-	-	-		-	
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A.(Preferidas)	Argentina	Gasoducto del Pacifico (Cayman) S.A.	YPF.S.A.	Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	7,98	10,00	31,3	(17,9)	(7,9)	-		0,4	
Proferitil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.			I.P.	39,90	50,00	266,4	(100,4)	76,2	-		96,6	
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	YPF, S.A.			I.P.	39,90	50,00	75,5	8,2	32,7	-		46,4	
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.			P.E.	26,46	33,15	10,9	15,9	3,6	-		8,1	
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	YPF, S.A.			P.E.	29,53	37,00	83,6	(44,0)	(7,8)	-		9,4	
Petrolgas Laján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.			I.G.	40,30	50,49	-	-	-	-		-	
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	OPESSA	Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	1,6	22,4	1,6	-		20,5	
AESA Construcciones y Servicios	Brasil	Astra Evangelista, S.A.	YPF, S.A.	Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	1,2	(1,1)	(0,0)	-		0,1	
A- Evangelista, S.A. Sucursal	Uruguay	Astra Evangelista, S.A.			I.G.	79,81	100,00	0,0	7,6	10,5	-		14,5	
AESA Perú S.A.C.	Perú	Astra Evangelista, S.A.	OPESSA	Construcción y servicios petroleros	I.G.	79,81	100,00	0,2	(0,1)	1,1	-		1,0	
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	Astra Evangelista, S.A.			P.E.	13,30	16,66	-	-	-	-		-	
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.			P.E.	34,21	42,86	71,4	(98,1)	7,8	-		(6,5)	
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	YPF, S.A.	Generación y comercialización de energía eléctrica	P.E.	31,86	79,83	119,4	(171,4)	6,9	-		(14,4)	
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.			I.P.	35,91	45,00	18,2	49,0	29,1	-		34,5	
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo, Ltda	Argentina	YPF, S.A.			I.G.	79,81	100,00	23,7	(0,1)	(2,8)	-		16,6	
YPF Services USA Corp.	EE.UU.	YPF, S.A.			I.G.	79,81	100,00	0,0	(0,0)	0,1	-		0,1	
YPF Servicios Petroleros S.A.	EE.UU.	YPF, S.A.	YPF Services USA Corp.	Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	0,0	(0,1)	1,2	-		0,9	
Repsol YPF Chile, S.A.	Chile	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Admón. de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100,00	100,00	0,0	17,5	(2,0)	-		15,4	
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.	R. Ex.plorac./Rex. Perú/Rex. Colombia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	752,0	(258,3)	48,7	-		542,4	
YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.			I.P.	48,92	48,92	132,3	356,4	48,5	-		262,8	
Transierra S.A.	Bolivia	YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)			I.P.	21,77	44,50	59,9	39,6	9,2	-		23,6	
Maxus Bolivia Inc.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.			I.G.	100,00	100,00	99,5	77,5	(0,3)	-		176,7	
Repsol YPF E&P de Bolivia, S.A.	Bolivia	Maxus Bolivia Inc.	R. YPF Bolivia, S.A. / Rex. Perú, S.A. / Rex. Colombia, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	113,7	128,3	3,7	-		245,7	
AESA Construcciones y Servicios Bolivia	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A. / Astra Evangelista	Transporte de hidrocarburos	I.G.	98,00	98,00	0,0	1,6	(0,2)	-		1,4	
Repsol Brasil, S.A. (6)	Brasil	Repsol YPF, S.A.			I.P.	60,00	60,00	6.742,0	(463,2)	(54,3)	-		3.734,7	
Repsol Brasil, B.V.	Holanda	Repsol Brasil, S.A.			I.P.	60,00	100,00	1,4	30,2	0,2	-		19,1	
Guará, B.V.	Holanda	Repsol Brasil, B.V.			P.E.	15,00	25,00	0,0	119,5	(2,8)	-		17,5	
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.			I.G.	100,00	100,00	0,5	-	(1,2)	-		(0,7)	
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.			I.P.	46,81	46,81	1,9	7,4	(1,4)	-		3,7	
Aljazeera, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.			I.P.	20,00	20,00	0,1	2,9	(1,0)	-		0,4	

- (1) Otras sociedades del Grupo con participación, inferior a la de la sociedad matriz, en el capital social de la sociedad.
- (2) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF.
- (3) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra por puesta en equivalencia en el Grupo Repsol YPF.
- (4) Método de consolidación:  
I.G.: Integración global  
I.P.: Integración proporcional  
P.E.: Puesta en equivalencia
- (5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.
- (6) Esta sociedad en febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

Nota: El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre.



ANEXO Ib -PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.10			01.01.10		
					Método de Consolidación (2)	% Participación Total		Método de Consolidación (2)	% Participación Total	
						% de Patrimonial	% de Participación Control (3)		% de Patrimonial	% de Participación Control (3)
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF S.A./Petróleos del Norte,S.A	Disminución del porcentaje de participación	mar-10	P.E.	10,00	10,00	P.E.	14,25	15,00
Akakus Oil Operations AG	Libia	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Baja en el perímetro por fusión con Akakus Oil Operation B.V.	feb-10				P.E.	100,00	100,00
Akakus Oil Operation B.V.	Holanda	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	feb-10	P.E.	49,00	49,00			
YPF Servicios Petroleros S.A	Argentina	YPF.S.A	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.G.	79,81	100,00			
Via Red Servicios Logísticos, S.L .	España	Repsol Butano,S.A.	Aumento del porcentaje de participación	jun-10	I.G.	100,00	100,00	I.G.	99,49	99,49
Repsol Occidental Corporation	Colombia	Repsol International Finance, B.V.	Baja en el perímetro	dic-10	-	-	-	I.P.	25,00	25,00
Oxy Colombia Holdings Inc	Colombia	Repsol International Finance, B.V.	Alta en el perímetro	dic-10	LP	25,00	25,00			
Repsol Exploración Seram BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración East Bula BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Cendrawasih II BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Cendrawasih III BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Cendrawasih IV BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol ETBE, S.A.	Portugal	Repsol Polimeros.LDA	Alta en el perímetro por adquisición	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Electricidade E Calor, Ace	Portugal	R.Polimeros/R.ETBE	Aumento del porcentaje de participación	sep-10	I.G.	100,00	100,00	P.E.	66,67	66,67
Repsol Louisiana Corporation	EEST	Repsol USA Holdings Corp.	Alta en el perímetro por constitución	oct-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Brasil, B.V	Holanda	Repsol Brasil, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.P.	60,00	100,00			
Repsol Biocarburantes Tarragona, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Cambio de sociedad matriz por venta, de R.Petróleo a Repsol YPF.S.A	jul-10	I.G.	100,00	100,00	I.G.	99,97	100,00
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Cambio de denominación de Repsol Biocarburantes Tarragona a Repsol Nuevas Energías,S.A.	jul-10	I.G.	100,00	100,00	I.G.	99,97	100,00
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro por adquisición	nov-10	LP	46,81	46,81			
Algaenergy, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro por adquisición	nov-10	I.P.	20,00	20,00			
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	nov-10	-	-	-	I.P.	25,00	25,00
YPF,S.A	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	sep-10 a dic-10	I.G.	79,81	79,81	I.G.	84,04	84,04
Adicor, S.A.	Uruguay	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	oct-10	-	-	-	I.G.	84,04	100,00
Guará BV	Holanda	Repsol Brasil BV	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	P.E.	15,00	25,00			
Alberto Pasqualini Refap S.A.	Brasil	Repsol YPF Perú B.V.	Baja en el perímetro por enajenación	dic-10	-	-	-	I.P.	30,00	30,00
Repsol Brasil, S.A. (4)	Brasil	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	dic-10	I.P.	60,00	60,00	I.G.	100,00	100,00
Gas Natural Servicios Integrales S.A.S (1)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	mar-10	I.P.	30,13	100,00			
Electricidadora del Caribe, S.A.E.S.P. (1)	Colombia	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Aumento del porcentaje de participación	mar-10	I.P.	25,73	85,40	I.P.	24,40	81,32
Madriñena Red de Gas, S.A (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Madriñena Suministro Gas SUR, 2010, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Madriñena Suministro Gas 2010, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Madriñena Servicios Comunes, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Central Anahuac, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Central Lomas del Real, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Central Vallehermoso, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Central Saltillo, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Electricidad Águila de Altamira, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Gasoducto del Río, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Gas Aragón, S.A	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	dic-10	P.E.				10,50	35,00
Palencia 3, Investigación, Desarrollo y Explotación, S.L.	España	Gas Natural Exploración, S.L	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.P.	11,15	37,00			
Hispano Galaica de Extracciones, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.P.	30,13	100,00			
Energía Termosolar de los Monegros, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Aumento del porcentaje de participación	jul-10	I.P.	13,56	45,00	I.P.	12,00	40,00
Hotel de Naturaleza Tambre, S.A (1)	España	General de Edificios y Solares, S.L.	Baja en el perímetro por liquidación	jul-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
M&D Generación 1, S.L.U (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jul-10	I.P.	30,13	100,00			
M&D Energy Market, S.L.U (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jul-10	I.P.	30,13	100,00			
Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Aumento del porcentaje de participación	jul-10	I.P.	15,06	50,00	I.P.	7,53	25,00
Gas Natural del Cesar, S.A.E.S.P. (Gasnacer) (1)	Colombia	Gas Natural del Oriente, S.A. ESP / GN S.A.E.SP.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.P.	18,68	62,00			
Cilento Reti Gas SRL	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Alta en el perímetro por constitución	oct-10	I.P.	18,08	60,00			
Limeisa International Coal B.V. (1)	Países Bajos	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	oct-10				I.P.	30,01	100,00
Portal del Instalador, S.A.(1)	España	Gas Natural Informática S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	nov-10	I.P.			I.P.	25,51	85,00
Bis Distribución Gas, S.A (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	I.P.	30,13	100,00			
Bis Suministro de Gas, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	I.P.	30,13	100,00			
Bis Suministro de Gas SUR, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	I.P.	30,13	100,00			
Bluemobility Systems, S.L.	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	P.E.	6,03	20,00			
Molinos de Valdebezana, S.A. (1)	España	Gas Natural Renovables, S.L.	Aumento del porcentaje de participación	dic-10	I.P.	30,13	100,00	I.P.	17,92	59,70
Unión Fenosa Distribución Colombia, BV (1)	Holanda	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	dic-10				I.P.	30,01	100,00
Electrocsta Mypymes de Energía, S.A ESP (Colombia) (1)	Colombia	Electricidadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Baja en el perímetro por liquidación	dic-10				I.P.	24,41	81,33
UTE GNS-Dalkia Energía y Servicios	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	dic-10				I.P.	15,01	50,00

(1) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF.

(2) Método de consolidación:

- I.G. : Integración global
- I.P. : Integración proporcional
- P.E. : Puesta en equivalencia

(3) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

(4) Esta sociedad en febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.09			01.01.09		
					Método de Consolidación (2)	% Participación Total		Método de Consolidación (2)	% Participación Total	
						Participación Patrimonial	Participación Control (3)		Participación Patrimonial	Participación Control (3)
National Gaz, S.A	Marruecos	Repsol Butano, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	feb-09	-	-	-	P.E	100,00	100,00
Repsol Canadá LNG Ltd,	Canadá	Repsol International Finance, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	oct-09	-	-	-	I.G	100,00	100,00
Vía Red Servicios Logísticos, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Cambio de denominación social de Sociedad Anónima	sep-09	P.E	99,49	99,49	P.E	99,49	99,49
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.	Aumento de la participación	jun-09	I.G.	99,85	99,85	I.G.	99,78	99,78
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento de la participación	feb-09	P.E	29,00	30,00	P.E	22,45	22,50
Servibarna, S.A,	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Alta en el perímetro	sep-09	I.G.	100,00	100,00			
Amodaimi Oil company Ltd.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A	Alta en el perímetro	mar-09	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploration Norge.	Noruega	Repsol Exploración, S.A	Alta en el perímetro	sep-09	I.G.	100,00	100,00			
Repsol E&P Canada Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A	Alta en el perímetro	nov-09	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Liberia, BV.	Holanda	Repsol Exploración, S.A	Alta en el perímetro	dic-09	I.G.	100,00	100,00			
Akakus Oil Operation AG. (4)	Libia	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Cambio en el método de consolidación	dic-09	P.E	100,00	100,00	I.G	100,00	100,00
Repsol Energy Canadá Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A	Cambio de sociedad matriz	oct-09	I.G.	100,00	100,00	I.G.	100,00	100,00
Repsol Canadá Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A	Cambio de sociedad matriz	oct-09	I.G.	100,00	100,00	I.G.	100,00	100,00
Gas Natural SDG, S.A	España	Repsol YPF, S.A	Aumento de la participación	may-09	I.P.	30,89	30,89	I.P.	30,85	30,85
Gas Natural SDG, S.A	España	Repsol YPF, S.A	Disminución de la participación	sep-09	I.P.	30,01	30,01	I.P.	30,85	30,85
ACES Hospital Trías i Pujol, A.I.E.	España	La Energía	Baja en el perímetro de consolidación	ene-09				I.P	15,42	50,00
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	abr-09	I.P.	30,01	100,00			
GEM Distribución Gas 1, S.A.(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	abr-09	I.P.	30,01	100,00			
Eólicos singulares 2005, S.A.	España	Montouto 2000, S.A.	Alta en el perímetro	abr-09	I.P.	0,15	49,00			
UNION FENOSA (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	abr-09	I.P.	28,57	95,20			
Punta de Lens Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	15,01	50,00			
Punta de las Olas Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	15,01	50,00			
Andaluza de Energía Solar Primera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,12	30,40			
Andaluza de Energía Solar Tercera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,00	30,00			
Andaluza de Energía Solar Cuarta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,12	30,40			
Andaluza de Energía Solar Quinta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,00	30,00			
Energías Especiales de Andalucía, SL	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Disminución de la participación	may-09	I.P.	12,00	40,00			
GN Wind 6, S.L.(1)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	Disminución de la participación	may-09	I.P.	18,01	60,00	I.P	30,01	100,00
Distribuidora de Electricidad Norte, S.A. (1)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Alta en el perímetro	jun-09	I.P.	26,32	87,70			
Distribuidora de Electricidad Sur, S.A. (1)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Alta en el perímetro	jun-09	I.P.	26,71	89,00			
Cedifil Cored Wired, S.L.(1)	España	Compañía Española de Industrias Electroquímicas SA	Alta en el perímetro	jun-09	I.P.	29,56	98,48			
Gas Energía Suministro Sur, S.L.(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jun-09						
Gas Energía Suministro, S.L.(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jun-09						
Gas Energía Servicios Comunes, S.L.(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jun-09						
Unión Fenosa Centro de Tesorería, S.L	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	jun-09						
Energías Especiales de Portugal, U.Ltda.	Portugal	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Alta en el perímetro	jun-09	I.P.	15,01	50,00			
Empresa de Energía del Pacífico, S.A.(1)	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	19,21	64,00			
Compañía de Electricidad de Tulua, S.A.(1)	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jul-09						
Indra Sistemas, S.A	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación							
GEM Suministro SUR 2, S.L.(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	30,01	100,00			
GEM Suministro GAS 2, S.L.(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	30,01	100,00			
GEM Servicios Comunes 2, S.L. (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	30,01	100,00			
Kangra Coal, S.A (1)	Sudáfrica	Unión Fenosa South Africa Coal (PTY), LTD	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	21,01	70,01			
Albidona Distribuzione Gas SRL	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	18,01	60,00			
Planificación e Inversión Estratégica, S.A	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	jul-09						
UNIÓN FENOSA (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Aumento de la participación	sep-09	I.P.	1,44	4,80			
Energías Especiales de Padul, S.L.U	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Alta en el perímetro	sep-09	I.P.	15,01	50,00			
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.(1)	España	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Alta en el perímetro	oct-09	I.P.	26,50	88,30			
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A (1)	España	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Alta en el perímetro	oct-09	I.P.	26,93	89,75			
Unión Fenosa Colombia, S.A	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	nov-09						
Compañía de Electricidad de Tulua, S.A.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						
Empresa de Energía del Pacífico, S.A.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						

PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.09			01.01.09		
					Método de Consolidación (2)	% Participación Total		Método de Consolidación (2)	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)
Gas Energía Suministro Sur, S.L	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						
Gas Energía Suministro, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						
Gas Energía Servicios Comunes, S.L	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						
Gas Natural Cantabria, S.A	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	dic-09			I.P	27,13	90,41	
Gas Natural Murcia, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	dic-09			I.P	29,98	99,90	
Unión Fenosa Emisiones, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						
Unión Fenosa Univer, S.L	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						
Gasdotti Azienda Siciliana, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	ene-09			I.P	27,01	90,00	
Aragas, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	ene-09			I.P.	27,01	90,00	
Normanna Gas, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	ene-09			I.P	27,01	90,00	
Smedigas SPA	Italia	G. N. Internacional	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	ene-09			I.P	30,01	100,00	
Gas Natural La Coruña, S.A	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	abr-09			I.P	16,93	56,40	
Gases de Barrancabermeja, S.A	España	Gas Natural del Oriente	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural del Oriente, S.A ESP				I.P	9,66	32,20	
Unión Fenosa S.A	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	may-09			I.P			
Unión Fenosa Generación S.A	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	may-09			I.P			
Boreas Eólica, S.A	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	nov-09			I.P	27,01	90,00	
Desarrollo de Energías Renovables, S.A	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	nov-09			I.P	16,93	56,40	
Mecogas SRL	Italia	Italmeco S.R.L.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	nov-09			I.P	30,01	100,00	
Congas Servizi Consorzio Gas Acqua Servizi, S	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	nov-09			I.P	27,01	90,00	
Italmeco SRL	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-09			I.P	30,01	100,00	
Pitta Costruzioni S.p.A.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-09			I.P	27,13	90,40	
Calgas S.C.A.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-09			I.P	30,01	100,00	
Unión Fenosa Metra, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-09			I.P			
Gas Natural Soluciones, S.L	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-09			I.P			

(1) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF

(2) Método de consolidación:

IG: integración global

IP: integración proporcional

PE: puesta en equivalencia

(3) Porcentaje correspondiente a la participación de la sociedad matriz sobre la filial

(4) Las variaciones en los epígrafes de balance generadas por esta variación se exponen en las líneas "Reclasificaciones y otros" de los movimientos presentados en las distintas notas.

ANEXO II: ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE A 31 DE DICIEMBRE DE 2010

Nombre	Participación % (1)	Operador	Actividad
<b>Argelia</b>			
Gassi Chergui	90,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
M'Sari-Akabili	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y producción
TFT	30,00%	Grupement TFT	Exploración y producción
<b>Argentina</b>			
Acambaco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Aguada Pichana UTE	27,27%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Aguaragüe UTE	30,00%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central/ Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
El Tortillito UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
La Tapera y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobras Energía S.A.	Exploración y Producción
Consortio Ramos	15,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	10,00%	YPF	Exploración y Producción
Consortio Yac La Ventana -Río Tunuyán	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consortio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltda.	Exploración y Producción
Proyecto GNL Escobar	50,00%	YPF	Exploración y Producción
<b>Bolivia</b>			
Bloque San Alberto	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Montegudo	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Montegudo	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Asociación Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia SA	Ingeniería Planta LGN
Planta de Servicios de Comprensión de Gas Río Grande	50,00%	Andina, S.A.	Comprensión de Gas
<b>Brasil</b>			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BMC-33	35,00%	Repsol Brasil (2)	Exploración
BMES-29	40,00%	Repsol Brasil (2)	Exploración
BMS-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BMS-48	40,00%	Repsol Brasil (2)	Exploración
BMS-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-55	40,00%	Repsol Brasil (2)	Exploración
BMS-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BMS-9	25,00%	Petrobras	Exploración
<b>Canadá</b>			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG
<b>Colombia</b>			
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
Cañaya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
<b>Ecuador</b>			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodiani Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
<b>España</b>			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Boquerón	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Casablanca	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Chipirón	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo / Producción
Montanazo	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo / Producción
Rodaballo	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Murcia - Sincro	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Berana Bigliezo	88,00%	Petroleum	Exploración
Calypso Este	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Calypso Oeste	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Circe	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Marismas Marino Norte	40,00%	Petroleum	Exploración
Marismas Marino Sur	40,00%	Petroleum	Exploración
Tortuga	95,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo / Producción
Rodaballo Concesión	65,41%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Morcín - I	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Villaviciosa	70,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Baque Sestao Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Transporte de gas natural licuado
Baque Iberica Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Transporte de gas natural licuado
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo (Grupo I)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbiterico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbiterico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares	66,70%	Endesa Generación, SA	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Accca	50,00%	Iberdrola.	Generación eléctrica
<b>Guinea Ecuatorial</b>			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea	Exploración
<b>Kenia</b>			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
<b>Libia</b>			
Epsa IV NC115 (Capex)	25,20%	Akasko Oil Operations	Exploración y producción
EPSA IV NC186 (Capex)	19,84%	Akasko Oil Operations	Exploración y producción
Epsa IV NC115 Explorac.	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq, S.A.	Exploración y producción
Epsa IV NC186 Explorac.	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq, S.A.	Exploración y producción
EPSA 97 NC186	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq, S.A.	Exploración y producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq, S.A.	Exploración y producción
Pack 3	35,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración y producción
Area 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración y producción
<b>Marruecos</b>			
Tanger Larache	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
<b>Mauritania</b>			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
<b>Noruega</b>			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
<b>Omán</b>			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
<b>Perú</b>			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 109	100,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
<b>Sierra Leona</b>			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
<b>Trinidad, Tobago</b>			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
<b>Venezuela</b>			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación

(2) Esta sociedad en Febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

Activos y operaciones controladas conjuntamente en 2009

Nombre	Participación % (1)	Operador	Actividad
<b>Argelia</b>			
Gassi Chergui	90,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
M'sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y producción
TFT	30,00%	Grupement TFT	Exploración y producción
<b>Argentina</b>			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Agua Pichana UTE	27,27%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Aguaragüe UTE	30,00%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central / Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
El Tordillo UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
La Tapera y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobras Energía S.A.	Exploración y Producción
Consortio Ramos	15,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	70,00%	YPF	Exploración y Producción
Consortio Yac La Ventana - Río Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consortio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltd.	Exploración y Producción
<b>Bolivia</b>			
Asociación Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia SA	Ingeniería Planta LGN
Bloque Monteagudo	50,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Alberto	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Servicios de Comprensión de Gas Río Grande	50,00%	Andina, S.A.	Comprensión de Gas
<b>Brasil</b>			
BM-C-33	35,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-29	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-55	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-48	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras S.A.	Exploración
ALBACORA LESTE	10,00%	Petrobras S.A.	Producción
<b>Canadá</b>			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG
<b>Colombia</b>			
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Exploración
<b>Ecuador</b>			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodaimi Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
<b>España</b>			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Boquerón	66,50%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Casablanca	76,46%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo y producción
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Rodaballo	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Chipirón	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Montanazo	92,06%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Siroco A-C	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Canarias I	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Central Nuclear de Trillo (Grupo I)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbón	Generación eléctrica
Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	11,29%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbón	Generación eléctrica
Central Térmica de aceca	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Central Térmica de anllares	66,67%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Sestao Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Exploración y producción
Iberica Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Exploración y Producción
<b>Guinea</b>			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea	Exploración
<b>Kenia</b>			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
<b>Libia</b>			
NC115 EPSA IV	25,20%	Akakus Oil Operations	Producción
NC186 EPSA IV	19,84%	Akakus Oil Operations	Producción
BLOQUES 199-204	60,00%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración
BLOQUES 205-210	35,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
BLOQUE 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración
<b>Marruecos</b>			
Tanger Larache	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
<b>Mauritania</b>			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
<b>Perú</b>			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración y Desarrollo de hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Producción
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú L.L.C. Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
<b>Sierra Leona</b>			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
<b>Trinidad, Tobago</b>			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
<b>Venezuela</b>			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación

**ANEXO III. Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores y sus personas vinculadas en Sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF, S.A.**

**D. Antonio Brufau Niubó**

*Cargos:*

Vicepresidente del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.

*Participaciones:*

Gas Natural SDG, S.A.: 74.612 acciones

*Participaciones personas vinculadas:*

Gas Natural SDG, S.A.: 1.000 acciones

**D. Luis Fernando del Rivero Asensio**

*Cargos:*

Consejero de Valoriza Gestión, S.A.

Presidente de Vallehermoso División Promoción, S.A.

**D. Isidro Fainé Casas**

*Participaciones:*

Gas Natural SDG, S.A.: 104.512 acciones

**D. Carmelo de las Morenas López**

*Participaciones personas vinculadas:*

BP: 72.000 acciones

**D. José Manuel Loureda Mantiñán**

*Cargos:*

Presidente de Valoriza Gestión, S.A.U.

Consejero de Vallehermoso División Promoción, S.A.U.

**D. Juan María Nin Génova**

*Cargos:*

Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

*Participaciones:*

Gas Natural SDG, S.A.: 144 acciones

**D. Henri Philippe Reichstul**

*Cargos:*

Consejero de Ashmore Energy International

**D. Luis Suárez de Lezo Mantilla**

*Cargos:*

Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

Consejero de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.

*Participaciones:*

Gas Natural SDG, S.A.: 17.530 acciones

*Participaciones personas vinculadas:*

Gas Natural SDG, S.A.: 964 acciones

Iberdrola, S.A.: 365 acciones

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO  
2010  
GRUPO REPSOL YPF



## ÍNDICE

<b>INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA .....</b>	<b>3</b>
ENTORNO MACROECONÓMICO .....	3
ACTIVIDADES DEL GRUPO .....	6
PLAN HORIZONTE 2014 .....	6
RESULTADOS .....	8
SITUACIÓN FINANCIERA .....	10
FACTORES DE RIESGO .....	12
<b>ÁREAS DE NEGOCIO .....</b>	<b>20</b>
UPSTREAM .....	21
GAS NATURAL LICUADO (GNL) .....	38
DOWNSTREAM .....	42
YPF .....	53
GAS NATURAL FENOSA .....	67
<b>ÁREAS CORPORATIVAS .....</b>	<b>71</b>
GESTIÓN DE PERSONAS .....	71
INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA .....	80
RESPONSABILIDAD CORPORATIVA .....	82
MEDIO AMBIENTE .....	88
ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO .....	89
COMUNICACIÓN .....	91
GESTIÓN DE INTANGIBLES .....	93
PATROCINIO DEPORTIVO .....	94
NUEVA SEDE DE REPSOL .....	95
<b>CONTENIDO ADICIONAL DEL INFORME DE GESTIÓN .....</b>	<b>96</b>

# INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA

## ENTORNO MACROECONÓMICO

El año 2010 ha marcado el inicio de la recuperación económica global después de la crisis de 2008-2009, conocida ya como la *Gran Recesión*. La economía mundial ha crecido un 5,0% durante 2010 y las previsiones indican que en 2011 se registrará un alza del 4,4%. No obstante, la economía global aún está haciendo frente a las consecuencias de la crisis y el proceso iniciado de recuperación no está exento de riesgos y debilidades.

Después de una primera mitad del año en la que la recuperación avanzó con más fuerza de lo esperado - gracias al repunte de los inventarios y de la inversión fija que supuso un fuerte incremento del comercio internacional - se entró en una fase caracterizada por una mayor moderación en el crecimiento.

Esta moderación comenzó a hacerse patente en la segunda mitad del año, reflejándose en una ralentización tanto de la producción industrial como de las exportaciones globales, si bien un consumo mayor de lo esperado en Japón y Estados Unidos, fomentado por los programas de estímulo implementados por ambas economías, sostuvieron el crecimiento económico en el periodo por encima de lo previsto.

Durante el año se han consolidado las distintas velocidades regionales observadas ya a lo largo de la crisis y en todo el proceso de recuperación. Las economías avanzadas han experimentado un crecimiento del 3,0% en 2010 y las previsiones apuntan a que en 2011 será del 2,5%, mientras que las economías emergentes crecieron al 7,1% y se prevé que en 2011 lo hagan al 6,5%. De igual forma, a finales de 2010, en algunas economías emergentes la actividad industrial superó los niveles de actividad anteriores a la crisis, mientras que en un gran número de economías avanzadas todavía no se habían recuperado los máximos históricos.

De esta dispar evolución han derivado diferentes retos de política económica. Si bien en las economías desarrolladas el consumo privado ha comenzado a afianzarse, el crecimiento económico moderado podría no ser suficiente para enfrentarse al elevado desempleo. Estos países aún tienen que lidiar con los excesos del periodo anterior a la crisis con reformas pendientes del sistema financiero y, en las economías más endeudadas especialmente en la zona euro, han de afrontar retos de sostenibilidad fiscal.

Por el contrario, muchas economías en desarrollo han recuperado su nivel de actividad económica y en algunos casos se encuentran cerca del pleno empleo. Su favorable evolución las ha hecho objeto de fuertes entradas de capital, que sumadas a la boyante marcha de la economía, han provocado la aparición de presiones inflacionistas e incluso de síntomas de sobrecalentamiento. Por este motivo, en algunas economías se ha comenzado la retirada parcial de los estímulos destinados a hacer frente a la crisis.

Respecto a las principales economías, Estados Unidos alcanzó en 2010 un crecimiento del 2,9%, evitando el temido *double dip* o recaída en la recesión. No obstante, el rebote de la actividad a finales de 2009 y principios de 2010 se sustentó en gran medida en factores transitorios, como ayudas públicas, y un ciclo expansivo de inventarios.

A mediados de año, se produjo una desaceleración económica que se materializó en un repunte del desempleo y un desplome de las ventas de viviendas, despertando el temor a una posible recaída en la recesión. Las autoridades estadounidenses

reaccionaron con el anuncio de nuevas políticas expansivas monetarias y fiscales. Éstas se concretaron, por una parte, en el anuncio de un programa de compra de deuda pública por parte de la Reserva Federal, conocido como “relajación cuantitativa 2”, y por otra, en un acuerdo bipartidista para extender exenciones fiscales durante los dos próximos años equivalentes a 800.000 millones de dólares. Estas medidas lograron una aceleración del crecimiento en la recta final de 2010. Sin embargo, aún se mantienen importantes debilidades, relativas al sector inmobiliario y al elevado desempleo.

La reactivación de la actividad mundial a lo largo del año también alcanzó a la zona euro, que cerró 2010 con un crecimiento del 1,8%, mientras que las previsiones para 2011 se sitúan en el 1,5%. La economía alemana sigue siendo el motor de la recuperación de la región, que no obstante se mantiene débil debido a las tensiones que han afectado especialmente a la periferia de la Eurozona y al elevado desempleo.

A lo largo de 2010, la estabilidad financiera internacional se vio alterada por las dudas sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas de algunos países de la región, especialmente Grecia e Irlanda. El temor a la posibilidad de que no pudieran hacer frente a las necesidades de financiación de su deuda soberana y la repercusión que esto tendría sobre la moneda única, motivaron la creación del Mecanismo Europeo de Estabilización Financiera y la aprobación de ayudas financieras a dichos países. La persistencia de riesgos de contagio hacia otras economías de la zona euro motivó que el Banco Central Europeo prolongara la política monetaria expansiva.

A pesar de estas medidas, las dudas sobre la sostenibilidad de la deuda pública en varios países y sobre los costes que supondría para los tenedores de bonos una eventual reestructuración de su deuda mantienen elevados los diferenciales de tipos de interés de la deuda de estos países frente a la deuda alemana.

Por su parte, el Producto Interior Bruto (PIB) de España descendió un 0,1% en 2010, si bien las tasas de crecimiento trimestrales positivas apuntan al inicio de una lenta recuperación económica.

Durante el primer semestre del año, el consumo privado experimentó una mejora, vinculada fundamentalmente a medidas de carácter transitorio. Sin embargo, la persistencia de un elevado nivel de desempleo y el freno de la oferta crediticia mantuvieron la atonía de la demanda interna, lastrando con ello al conjunto de la actividad económica.

El sector exterior supuso la principal fuente de dinamismo durante el año. La paulatina recuperación de los principales socios comerciales de España sirvió de impulso al sector exportador, evitando un retroceso más acusado de la actividad y del empleo.

Los episodios de Grecia e Irlanda tuvieron un fuerte impacto en la percepción de los mercados sobre la deuda pública española, provocando un fuerte aumento del riesgo país y encareciendo el acceso a la financiación del sector público y privado.

Las dudas sobre la capacidad de la economía española para retomar tasas positivas de crecimiento y el abultado déficit público registrado en 2009 (-11,1% del PIB) provocaron que el Gobierno iniciara la implantación de una serie de medidas de ajuste del déficit público y reformas estructurales, a fin de aportar la máxima credibilidad a la senda de consolidación fiscal.

Ajena a esta evolución, Latinoamérica está experimentando, a grandes rasgos, una fuerte y veloz recuperación económica, gracias al repunte de precios de las materias primas y a unas condiciones de financiación relativamente favorables. La región ha experimentado una expansión del PIB del 5,9% en 2010, que se espera que se modere hasta el 4,3% en 2011.

Esta positiva evolución tiene su reflejo en unas primas de riesgo que, en el caso de algunas economías latinoamericanas, han pasado a ser inferiores a las exigidas a economías desarrolladas. No obstante, algunas de sus principales economías están siendo objeto de fuertes flujos de entrada de capital, a los que han de hacer frente con una cuidadosa gestión macroeconómica.

El crecimiento en la región Asia-Pacífico ha recuperado el ritmo previo a la crisis y ha sorprendido por su solidez respecto a las debilidades de las economías avanzadas. Las economías emergentes asiáticas, con China a la cabeza, han crecido un 9,3% en 2010, y se prevé que en 2011 alcancen el 8,4%.

En la recta final de 2010, especialmente tras la decisión de la Reserva Federal de inyectar más dólares en la economía estadounidense, se ha producido un repunte de las presiones inflacionistas en países como China, Corea del Sur, India, Australia y Nueva Zelanda, que ha llevado a sus autoridades a subir los tipos de interés y adoptar políticas monetarias más restrictivas.

### **Recuperación de la demanda mundial de petróleo**

El mercado del petróleo se caracterizó en 2010 por una recuperación de los fundamentos de oferta y demanda y, en consecuencia, de los precios, que estuvieron significativamente influenciados por el contexto económico-financiero global.

En lo que respecta a los fundamentos, 2010 representó un cambio frente a los dos años precedentes, que estuvieron marcados por la destrucción de casi 1,5 millones de barriles de demanda. Por el contrario, en 2010 se registró un incremento de la demanda global de petróleo superior a dos millones de barriles diarios, según las principales agencias oficiales internacionales de energía.

China, Estados Unidos y el resto de los países no pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) fueron los principales motores del crecimiento de la demanda, si bien China y Estados Unidos acumularon casi la mitad del crecimiento de la demanda global en 2010.

Durante 2010 también se mantuvo cierto exceso de oferta en el mercado, como consecuencia directa de dos factores. En primer lugar, de la política seguida por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que incrementó sus niveles de producción a razón de 2 millones de barriles diarios, por encima de las cuotas pactadas. En segundo lugar, de los altos niveles de inventarios arrastrados desde 2009, a pesar de que se observó una reducción paulatina de los mismos.

En lo que respecta al precio del crudo, éste experimentó una elevada volatilidad durante el año, situándose de media alrededor de los 80 dólares por barril (79,6 en el caso del crudo norteamericano West Texas Intermediate), lo que representa un incremento cercano al 29% respecto a 2009 o una subida de precio cercana a los 18 dólares.

La tendencia alcista del precio fue más evidente durante la última mitad del año, y estuvo fuertemente influenciada por factores macroeconómicos y financieros. En este sentido, un factor clave fue la relajación monetaria adoptada por Estados Unidos en los últimos meses de 2010 mediante medidas de expansión cuantitativa, que generaron un flujo de capitales hacia activos de alta rentabilidad (materias primas y petróleo), lo que contribuyó al incremento del precio del crudo.

## **ACTIVIDADES DEL GRUPO**

La actividad del Grupo se desarrolla en cinco áreas de negocio, que se corresponden con las principales divisiones de su estructura organizativa:

- Tres negocios estratégicos integrados, que incluyen las operaciones desarrolladas por las entidades del Grupo (excepto YPF y Gas Natural Fenosa) en las siguientes áreas:
  - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
  - GNL, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuefacción, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado; y
  - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, química y gases licuados del petróleo.
- Dos participaciones estratégicas:
  - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A., y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; a 31 de diciembre de 2010 el Grupo poseía una participación del 79,81 % en YPF, S.A., que se integra por consolidación global en los Estados Financieros; y
  - Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad; a 31 de diciembre de 2010 el Grupo poseía una participación del 30,13 % en Gas Natural Fenosa, que se integra por consolidación proporcional.

## **PLAN HORIZONTE 2014**

En 2010, la compañía presentó a los mercados el plan Horizonte 2014, que establece las prioridades del Grupo para el periodo 2010-2014. El notable éxito exploratorio alcanzado durante los años 2008 y 2009, y los cambios que tuvieron lugar en el sector por la crisis financiera, motivaron una actualización de los objetivos y las bases del Grupo, que permitirán acometer la próxima fase de crecimiento.

Las grandes líneas estratégicas que gobiernan cada negocio son:

- Upstream: motor de crecimiento de la compañía
  - La presencia de Repsol en áreas geográficas de elevado potencial exploratorio y su reconocida capacidad en la exploración en aguas profundas han transformado a la compañía en una de las energéticas con mejores perspectivas de crecimiento.
  - La estrategia inversora se fundamentará en una cartera sólida de proyectos estratégicos: la explotación de aquellos ya en operación, y el avance de los que se encuentran en fase de delineación o desarrollo. Adicionalmente, la compañía continuará con su apuesta por el crecimiento orgánico y la actividad de exploración en nuevas áreas de interés para el Grupo.

- El desarrollo de estos proyectos permitirá un crecimiento anual de la producción de hidrocarburos en el área de Upstream de entre un 3 y un 4% hasta 2014, y mayor hasta 2019, con una tasa de reemplazo de reservas estimada superior al 110% en los próximos cinco años.
- Downstream: optimización y mejora de la rentabilidad
  - Los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías de Bilbao y Cartagena se encuentran en una fase muy avanzada, y está prevista su entrada en operación a finales de 2011. Esta puesta en marcha impulsará los márgenes de explotación y consolidará la posición integrada de la compañía y su liderazgo en este negocio en España.
  - A partir de 2012, la inmejorable posición desarrollada por el negocio de Downstream de Repsol permitirá capitalizar la recuperación económica y lograr así una sólida generación de caja para el Grupo.
- YPF: capturar el valor oculto de la compañía
  - YPF es la compañía líder en Argentina, un mercado en crecimiento que ofrece numerosas oportunidades de negocio. La transición energética que se está dando en el país hacia precios internacionales y la rigurosa gestión de las inversiones y los costes permitirá lograr el objetivo de crecimiento de resultados y dividendos.
- Gas Natural Fenosa: liderazgo en la convergencia de gas y electricidad
  - Creación de una compañía líder integrada en gas y electricidad, que posibilitará la generación de caja estable para el Grupo.

Las claves para generar valor en los distintos negocios y una rigurosa disciplina financiera permitirán al Grupo alcanzar el objetivo último del Plan: maximización del valor creado para el accionista.

Durante el año 2010 se ha impulsado el cumplimiento del plan Horizonte 2014 a través de la inversión de 5.106 millones de euros. Las principales iniciativas del ejercicio consistieron en la delineación de los grandes descubrimientos exploratorios (en países como Brasil y Venezuela); en los avances en la fase de construcción de los proyectos de refino en España (Cartagena y Bilbao); la puesta en operación de grandes proyectos como Peru LNG; y la explotación eficiente de los activos productivos de Repsol (Shenzi en el Golfo de México, I/R en Libia, Trinidad y Tobago, Bolivia y Canaport en Canadá).

Los últimos descubrimientos realizados en África occidental y Latinoamérica, y la adquisición de nuevo dominio minero en Latinoamérica, Noruega, Omán, Argelia, Indonesia y Angola, sientan las bases para la generación del futuro crecimiento.

Asimismo, las compañías participadas por el Grupo avanzaron durante 2010 en sus respectivas líneas estratégicas:

- YPF, apoyándose en la recuperación de los precios en Argentina, focalizarse en la explotación de campos maduros (principalmente a través de la mejora del factor de recuperación), y el avance en la gestión comercial y la optimización operativa,
- y Gas Natural Fenosa, definiendo el nuevo marco estratégico para los próximos años tras la compra e integración de Fenosa.

## RESULTADOS

Los resultados del Grupo en los años 2010 y 2009 son los siguientes:

(Millones de euros)	<b>2010</b>	<b>2009</b>
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>7.621</b>	<b>3.244</b>
Upstream	4.113	781
GNL	105	(61)
Downstream	1.304	1.022
YPF	1.453	1.021
Gas Natural Fenosa	881	748
Corporación, ajustes y otros	(235)	(267)
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(1.008)</b>	<b>(468)</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS</b>	<b>6.613</b>	<b>2.776</b>
Impuesto sobre beneficios	(1.742)	(1.130)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	76	86
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	0	12
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>	<b>4.947</b>	<b>1.744</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(254)	(185)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>	<b>4.693</b>	<b>1.559</b>

El resultado neto de Repsol YPF en el ejercicio de 2010 se situó en 4.693 millones de euros, lo que supone más del triple del resultado obtenido en el ejercicio anterior (1.559 millones de euros). El resultado de explotación fue de 7.621 millones de euros, frente a los 3.244 millones del ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 134,9%. El EBITDA se cifró en 9.196 millones de euros, un 36,3% más que en 2009. En lo que respecta al beneficio por acción, éste fue de 3,84 euros.

Los resultados de 2010 ponen de manifiesto una mejora en todas las áreas de negocio y permiten, en buena medida como consecuencia del acuerdo con la compañía China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec), que se alcance un resultado histórico para el Grupo.

El mencionado acuerdo merece una mención destacada. En diciembre de 2010 Repsol y Sinopec alcanzaron un acuerdo estratégico para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil, para lo cual se formalizó una ampliación de capital de Repsol Brasil, S.A. ("Repsol Brasil", que en febrero de 2011 ha cambiado de nombre para denominarse Repsol Sinopec Brasil S.A., "Repsol Sinopec Brasil"), que fue suscrita íntegramente por Sinopec, por importe de 7.111 millones de dólares (5.389 millones de euros). Tras esta operación, Repsol mantiene

el 60% de la participación en Repsol Sinopec Brasil y Sinopec el 40% restante. El acuerdo asegura la financiación del desarrollo de los descubrimientos en Brasil, en concreto Guará, Carioca y Panoramix, así como la puesta en valor de los mismos, reflejando una estimación del valor de dichos activos por encima de 10.600 millones de dólares.

El resultado de explotación del área de Upstream (Exploración y Producción) aumentó un 426,6%, pasando de los 781 millones de euros de 2009 a 4.113 millones a 31 de diciembre de 2010. El resultado de 2010 incluye una plusvalía, por importe de 2.847 millones de euros, generada como consecuencia del acuerdo entre Repsol y Sinopec. Sin tener en cuenta esta plusvalía, el resultado del área de Upstream en 2010 es superior al de 2009, fundamentalmente como consecuencia de los mayores precios de realización del crudo y del gas, y de un aumento de la producción en el período.

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL) en 2010 ha generado un resultado de 105 millones de euros gracias a unos mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL respecto a 2009, año en que esta área generó un resultado de explotación negativo de 61 millones de euros (cifra que incluía las pérdidas derivadas de resoluciones arbitrales como la emitida en el asunto Gassi Touil).

El resultado de explotación del área de Downstream (Refino, Marketing, Gases Licuados del Petróleo, Trading y Química) se situó en 1.304 millones de euros, frente a los 1.022 millones del ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 27,6%. El resultado de explotación valorando los inventarios a coste corriente de reposición (CCS), en lugar de hacerlo a coste medio, se cifró en 806 millones de euros, un 23,1% superior a los 655 millones obtenidos en 2009, principalmente por la recuperación del negocio químico y el mejor resultado en refino.

Por su parte, YPF cerró 2010 con un resultado de explotación de 1.453 millones de euros, lo que supone un incremento del 42,3% en comparación a los 1.021 millones de euros correspondientes a 2009. El aumento es consecuencia de la aproximación de los precios de los combustibles en las estaciones de servicio a las paridades internacionales en dólares, de los mayores ingresos provenientes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno argentino, su precio está relacionado con la cotización internacional, así como de los efectos de los mayores ingresos derivados de las exportaciones.

El 30% de Repsol en Gas Natural Fenosa generó un resultado de explotación de 881 millones de euros, un 17,8% superior al obtenido en el ejercicio anterior, que se debe sobre todo a la incorporación del 100% de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009 y a las plusvalías obtenidas en el subsiguiente proceso de desinversiones.

El resultado financiero neto acumulado del Grupo consolidado al cierre de 2010 fue negativo en 1.008 millones de euros, frente a los 468 millones negativos del ejercicio anterior. La diferencia obedece fundamentalmente al aumento de gastos por inversiones en régimen de arrendamiento financiero (gasoductos y buques metaneros) y a las diferencias de cambio, que en 2009 permitieron considerables ganancias debido a la depreciación del dólar frente al euro, mientras que en el 2010, el dólar se apreció frente al euro, lo cual incide negativamente en el resultado financiero por posiciones con riesgo de tipo de cambio.

El Impuesto sobre Sociedades devengado ascendió a 1.742 millones de euros, lo que situó el tipo impositivo efectivo en el 26,3% (40,7% en 2009). Dicho tipo resulta inusualmente bajo como consecuencia de las operaciones atpicas realizadas en el año (operación con Sinopec, ventas de Refap y CLH, etc.).



## **SITUACIÓN FINANCIERA**

Al cierre de 2010, Repsol YPF mantiene una sólida posición financiera.

La deuda financiera neta del Grupo ex Gas Natural Fenosa, es decir, sin tener en cuenta la integración proporcional de las magnitudes correspondientes a dicha sociedad, se situó en 1.697 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, frente a los 4.905 millones del ejercicio anterior, lo que supone una reducción del 65%. La buena evolución de los negocios, así como la desinversión en la Refinería Alberto Pasqualini (Refap) en Brasil, la venta de más de un 4% del capital de YPF al mercado y, muy significativamente, la ampliación de capital en Repsol Brasil, han sido las causas de esta disminución.

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2010 se situó en 7.224 millones de euros, lo que representa una disminución de 3.704 millones respecto al 31 de diciembre de 2009, que fue de 10.928 millones de euros.

Durante 2010 las inversiones han alcanzado la cifra de 5.091 millones de euros <sup>(1)</sup>. Estas inversiones se explican con mayor profundidad en los apartados relativos a cada una de las áreas de negocio de este Informe de Gestión.

Durante el ejercicio, las desinversiones ascendieron a 4.972 millones de euros <sup>(2)</sup>. De esta cifra, cabe destacar, además de la entrada de fondos por la operación con Sinopec, la venta al mercado de un 4,23% de las acciones que Repsol poseía en YPF por un importe total de 489 millones de euros. Asimismo, incluye las ventas de la participación del 30% que Repsol poseía en la Refinería Alberto Pasqualini (Refap), del 5% de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) y del 25% en Bahía de Bizkaia Gas (BBG). Estas operaciones se detallan en cada una de las áreas de negocio de este Informe de Gestión.

Durante 2010, excepcionalmente, se realizó un único pago de dividendos (0,425 euros por acción como dividendo complementario de 2009) debido al adelanto en el pago por parte de Repsol YPF, S.A. del dividendo a cuenta de 2009 a diciembre de ese ejercicio. Adicionalmente, el Consejo de Administración del Grupo autorizó un dividendo a cuenta del ejercicio 2010 por importe de 0,525 euros por acción, lo que supone un incremento del 23,53% respecto al del dividendo aprobado para el ejercicio 2009, y que se ha pagado en enero de 2011.

Respecto a las operaciones sobre acciones propias, la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración para "la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital suscrito de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa".

La autorización tiene una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

---

(1) Esta cifra no incluye inversiones financieras en el ejercicio de 2010 por importe de 15 millones de euros.

(2) Esta cifra no incluye desinversiones financieras en el ejercicio de 2010 por importe de 88 millones de euros.

Durante 2010, Repsol YPF no realizó compras ni enajenaciones de acciones propias. A 31 de diciembre de 2010, ni Repsol YPF, S.A. ni cualquiera de sus sociedades filiales mantienen acciones de la sociedad dominante.

## Prudencia financiera

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros netos y líneas de crédito sin usar disponibles que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. En el caso de Repsol YPF ex Gas Natural Fenosa, dichos recursos cubren la totalidad de deuda bruta y más del 80% si se incluyen las acciones preferentes.

Las inversiones financieras están incluidas en los epígrafes de la nota 12 de las Cuentas Anuales Consolidadas como "Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados", "Préstamos y partidas por cobrar" e "Inversiones mantenidas hasta el vencimiento" (que incluye el efectivo y el equivalente a efectivo), y ascienden a 8.177 millones de euros, de los cuales 7.807 millones corresponden a Repsol YPF, sin incluir Gas Natural Fenosa. Asimismo, el Grupo tiene contratadas líneas de crédito comprometidas no dispuestas por importe de 4.666 millones de euros (ex Gas Natural Fenosa), frente a los 3.860 millones de euros al cierre de 2009 (ex Gas Natural Fenosa). Para el total del Grupo consolidado, el importe de líneas de crédito comprometidas no dispuestas era de 5.690 y 4.680 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente, de las cuales el 79% vencen con posterioridad al 31 de diciembre de 2011.

Por este motivo, la deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

Millones de euros, excepto los ratios		31 de diciembre			
		Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
		2010	2009	2010	2009
I	Deuda financiera neta	7.224	10.928	1.697	4.905
II	Acciones preferentes	3.748	3.726	3.568	3.548
III	Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes	10.972	14.654	5.265	8.453
IV	Capital empleado	36.958	36.045	30.777	29.346
	Deuda financiera neta entre capital empleado(I/IV)	19,5%	30,3%	5,5%	16,7%
	Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes entre capital empleado (III / IV)	29,7%	40,7%	17,1%	28,8%

El ratio de deuda neta sobre capital empleado para el Grupo consolidado ex Gas Natural Fenosa al cierre de 2010 se situó en el 5,5%, frente al 16,7% del ejercicio anterior.

Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 17,1%, frente al 28,8% del ejercicio 2009.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado del Grupo consolidado al cierre de 2010 se cifró en el 19,5%, frente al 30,3% a 31 de diciembre de 2009. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 29,7%, frente al 40,7% de 2009.

A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante los ejercicios de 2010 y 2009:

(millones de euros)	Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
	2010	2009	2010	2009
<b>Deuda neta al inicio del periodo</b>	<b>10.928</b>	<b>3.481</b>	<b>4.905</b>	<b>2.030</b>
EBITDA	(9.196)	(6.749)	(7.688)	(5.517)
Variación del fondo de maniobra comercial	1.693	590	1.316	461
Inversiones (1)	5.091	8.964	4.468	4.991
Desinversiones (2)	(4.972)	(1.037)	(4.293)	(400)
Dividendos pagados (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	806	1.935	759	1.894
Efectos tipo de cambio	617	125	535	112
Impuestos pagados	1.627	1.168	1.490	1.054
Variación del perímetro de consolidación (3)	(372)	1.809	(395)	-
Intereses y otros movimientos	1.002	642	600	280
<b>Deuda neta al cierre del periodo</b>	<b>7.224</b>	<b>10.928</b>	<b>1.697</b>	<b>4.905</b>

- (1) En 2010 y 2009 existen inversiones de carácter financiero por importe de 15 y 39 millones de euros, respectivamente para el Grupo Consolidado, no reflejadas en esta tabla.
- (2) Igualmente, en 2010 y 2009 existen desinversiones de carácter financiero por importe de 88 y 56 millones de euros, respectivamente para el Grupo Consolidado.
- (3) En 2009 corresponde principalmente a la incorporación de la deuda de Unión Fenosa y en 2010 a la desconsolidación de la deuda de Refap.

A continuación se detalla el rating crediticio actual de Repsol YPF:

	Standard & Poor's	Moody's	Fitch
Deuda a corto plazo	A-2	P-2	F-2
Deuda a largo plazo	BBB	Baa1	BBB+

## **FACTORES DE RIESGO**

Las operaciones y los resultados de Repsol YPF están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras, que los inversores deberían tener en cuenta.

Futuros factores de riesgo, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes por Repsol YPF en el momento actual, también podrían afectar al negocio, a los resultados o a la situación financiera de la compañía.

## **RIESGOS RELATIVOS A LAS OPERACIONES**

**Incertidumbre en el contexto económico.** El ritmo de recuperación de la reciente crisis económico-financiera global está todavía sujeto a riesgos y a incertidumbres. El crecimiento de la economía mundial fue más lento en la segunda mitad de 2010 al debilitarse o agotarse el margen de maniobra de algunos factores que sostenían dicha recuperación, particularmente la reposición de inventarios y las políticas públicas anticíclicas de naturaleza fiscal y monetaria. Esta dinámica podría también predominar durante 2011, reduciendo los precios y los márgenes de la compañía respecto a los actuales, si bien se espera que la demanda mundial de petróleo y gas aumente debido a los países emergentes. El incremento de la deuda pública en casi todos los países como consecuencia de sus políticas anticrisis podría conducir a cambios fiscales y del marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Adicionalmente, una profunda reforma financiera, que está en proceso, podría tener importantes consecuencias para el conjunto de la economía. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol YPF realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de estos factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol YPF.

**Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF.** En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol YPF. Los acontecimientos políticos (especialmente en Oriente Medio); la evolución de las reservas de petróleo y derivados; los efectos circunstanciales tanto del cambio climático como de los fenómenos meteorológicos, como tormentas y huracanes (que sacuden sobre todo el Golfo de México); el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, como China e India; conflictos mundiales importantes, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo; y el riesgo de que la oferta de crudo se convierta en arma política pueden afectar especialmente al mercado y a la cotización internacional del petróleo. En 2010, la cotización media del precio del crudo West Texas Intermediate (WTI) ascendió a 79,61 dólares por barril, frente a una media de 56,13 dólares por barril registrada durante el período 2001-2010, con un precio medio anual máximo de 99,75 dólares por barril en 2008 y un precio medio anual mínimo de 25,96 dólares en 2001. En 2010, el rango de cotizaciones para el crudo (WTI) se situó aproximadamente entre 68 y 92 dólares por barril.

La demanda también puede sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol YPF, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones en esta área podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol YPF de reponer sus reservas de crudo.

**Regulación de las actividades de Repsol YPF.** La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales concretas a la perforación y exploración, las restricciones a la

producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol YPF en España y en el extranjero. Adicionalmente, algunos países contemplan en su legislación la imposición de sanciones a empresas extranjeras que hacen ciertas inversiones en otros países. Además, las condiciones contractuales a las cuales están sujetos los intereses petrolíferos y gasíferos de Repsol YPF reflejan, por norma general, las negociaciones con las autoridades gubernamentales y difieren sustancialmente entre países o incluso de un ámbito a otro dentro de un mismo país. Estos acuerdos se materializan normalmente en licencias o en acuerdos de producción compartida. En virtud de los acuerdos de licencia, el poseedor de ésta financia y corre con los riesgos de las actividades de exploración y producción a cambio de la producción resultante, si la hubiere. Además, es posible que parte de la producción tenga que venderse al estado o a la empresa petrolera estatal. Por norma general, los titulares de licencias están sujetos al pago de regalías e impuesto de sociedades, que pueden ser elevados si se comparan con los impuestos de otros negocios. Sin embargo, los acuerdos de producción compartida suelen requerir que el contratista financie las actividades de exploración y producción a cambio de recuperar sus costes a través de una parte de la producción (*cost oil*), mientras que el remanente de la producción (*profit oil*) se reparte con la empresa petrolera estatal.

Repsol YPF no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas.

#### **Sujeción de Repsol YPF a reglamentos y riesgos medioambientales exhaustivos.**

Repsol YPF está sujeta a un gran número de normativas y reglamentos medioambientales prácticamente en todos los países donde opera y que regulan, entre otras cuestiones relativas a las operaciones del Grupo, las normas de calidad medioambiental de sus productos, las emisiones al aire y el cambio climático, la eficiencia energética, los vertidos al agua, la remediación del suelo y la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, así como la generación, el almacenamiento, el transporte, el tratamiento y la eliminación final de los residuos.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol YPF, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a la compañía a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o a tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol YPF, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

**Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas.** Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol YPF. Se trata de actividades

expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol YPF pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos. Además algunos de nuestros proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, tales como el Golfo de México, Brasil o la selva amazónica o en reservorios desafiantes, que pueden agravar tales riesgos. En particular, las operaciones offshore están sujetas a riesgos marinos, entre los que se incluyen tormentas y otras condiciones meteorológicas adversas o colisiones de buques. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, podrían producirse daños personales, daños al medio ambiente, pérdidas de producción o destrucción de bienes y acciones legales y, dependiendo de la causa y la gravedad, daños a la reputación de Repsol YPF.

Por otra parte, Repsol YPF depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol YPF de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, las autoridades gubernamentales de los países donde se hallan los bloques de producción suelen subastarlos y que Repsol YPF hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de dichos bloques, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol YPF no logre los bloques de producción deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol YPF no adquiere ni descubre y, posteriormente, desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectadas.

**Localización de las reservas.** Parte de las reservas de hidrocarburos se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidades políticas o económicas.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar cambios en el entorno empresarial. Por su

parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

**Estimaciones de reservas de petróleo y gas.** Para el cálculo de las reservas probadas de petróleo y gas, Repsol YPF utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC). Las reservas probadas se estiman en función de datos geológicos y de ingeniería que permiten determinar con certeza razonable si el crudo o el gas natural localizados en yacimientos conocidos se pueden recuperar en las actuales condiciones económicas y operativas.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la compañía. Entre los factores que nosotros controlamos destacan los siguientes: los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja; la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración; el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación, las cuales dependen significativamente en ambos casos en la tecnología disponible así como en la habilidad para implementar dichas tecnologías y el know-how; la selección de terceras partes con las que se asocia el Grupo; y la precisión en las estimaciones iniciales de los hidrocarburos de un determinado yacimiento, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Por otro lado, entre los factores que se encuentran fundamentalmente fuera del control de Repsol YPF destacan los siguientes: fluctuaciones en precios del crudo y del gas natural, que pueden tener un efecto en la cantidad de reservas probadas (dado que las estimaciones de reservas se calculan teniendo en cuenta las condiciones económicas existentes en el momento en que dichas estimaciones fueron realizadas); si las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales se mantienen iguales a las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación, y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

**Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado.** El precio del gas natural suele diferir entre los países en los que opera Repsol YPF, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol YPF ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por parte de las contrapartes de los mismos, en cuyo caso

sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro por parte de cualquiera de las contrapartes, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol YPF dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Venezuela, España y México, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en Argentina, Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Perú. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol YPF no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

**Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica.** La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol YPF. Además, el negocio petroquímico de Repsol YPF está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias como la seguridad y los controles medioambientales.

**Presencia significativa en Argentina.** A 31 de diciembre de 2010 y de 2009, aproximadamente el 19% y el 20%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, tratándose fundamentalmente de actividades de exploración y producción. Asimismo, del resultado de explotación, en torno al 20% a 31 de diciembre de 2010 y al 33% un año antes procedía de las actividades acometidas en dicho país.

Después de la crisis económica de 2001 y 2002, el PIB de Argentina ha crecido a una tasa promedio anual del 8,5%, aproximadamente, desde el año 2003 hasta el año 2008, desacelerándose en 2009 a raíz de la crisis financiera internacional. En 2010, después de un proceso de recuperación y según estimaciones preliminares, se ha alcanzado un crecimiento de aproximadamente el 9%. La economía argentina sigue siendo sensible a la volatilidad en los precios de las commodities, la limitación de la financiación e inversión internacional en infraestructuras, el desarrollo de recursos energéticos que soporten el crecimiento económico y el incremento de la inflación, entre otros factores.

Los principales riesgos económicos a los que Repsol YPF se enfrenta como consecuencia de sus operaciones en dicho país son los siguientes:

- limitaciones a su capacidad de trasladar a los precios locales los incrementos en los precios internacionales del crudo, de otros combustibles y de otros costes que afectan a las operaciones, así como el impacto de las fluctuaciones del tipo de cambio;
- incremento de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna, con la consiguiente afectación de los compromisos previamente asumidos por la sociedad con sus clientes;
- la necesidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017;
- interrupciones y huelgas sindicales;
- la evolución del tipo de cambio del peso argentino.



En los últimos años se han impuesto gravámenes a las exportaciones de hidrocarburos (ver nota 2, “Marco Regulatorio - Argentina” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2010). Como resultado de estos incrementos de los impuestos a la exportación, YPF podría verse, y en determinadas ocasiones se ha visto, obligada a renegociar sus contratos de exportación, pese a la autorización previa de estos contratos por parte del gobierno argentino. La imposición de estas retenciones a la exportación ha afectado de forma adversa al resultado de las operaciones de YPF.

Asimismo, YPF se ha visto obligada a comercializar una parte de su producción de gas natural originariamente destinada a la exportación en el mercado local, por lo que ha sido incapaz de cumplir en determinados casos sus compromisos contractuales de exportación, tanto total como parcialmente, con las consiguientes desavenencias con sus clientes afectados, forzando a la empresa a declarar causa de fuerza mayor a tenor de sus contratos de exportación. Repsol YPF considera que dichas acciones constituyen supuestos de fuerza mayor que relevan a YPF de cualquier responsabilidad contingente por el incumplimiento de sus obligaciones contractuales.

**La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol YPF está sujeta podría no ser suficiente.** Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en este documento, las operaciones de Repsol YPF están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. La compañía mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria, incluyendo pérdidas o daños a las propiedades e instalaciones, costes de control de pozos, pérdidas de producción o ingresos, remoción de escombros, filtración, polución, contaminación y gastos de limpieza de eventos súbitos y accidentales, reclamaciones de responsabilidades por terceras partes afectadas, incluyendo daños personales y fallecimientos, entre otros riesgos del negocio. Adicionalmente, la cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol YPF contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, la compañía podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

## **RIESGOS FINANCIEROS**

**Riesgo de liquidez.** Está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos disponibles que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. En el caso de Repsol YPF ex Gas Natural Fenosa, estos recursos disponibles cubren la totalidad de su deuda bruta y más de un 80% si se incluyen las acciones preferentes.

**Riesgo de crédito.** La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por terceros alineados con las mejores prácticas.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

## **Riesgo de mercado**

- **Riesgo de fluctuación del tipo de cambio.** Repsol YPF está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol YPF tiene actividad. Para mitigar el riesgo de tipo de cambio en el resultado, y cuando así lo considera adecuado, Repsol YPF puede contratar derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con razonables costes de transacción.

Repsol YPF también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras. Repsol YPF obtiene financiación en dólares y en otras monedas, bien de forma directa o bien sintéticamente mediante la contratación de derivados de tipo de cambio.

Además, Repsol YPF presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro son convertidos a euros al tipo de cambio de cierre de la fecha del correspondiente balance. Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio de la fecha de transacción; por razones prácticas, por lo general se utiliza el tipo de cambio medio del período en el que se realizaron las transacciones. La fluctuación de los tipos de cambio usados en este proceso de conversión a euros genera variaciones (positivas o negativas), que son reconocidas en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF, expresados en euros.

- **Riesgo de precio de commodities.** Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol YPF están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase anteriormente “Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF” y “Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado”).

- **Riesgo de tipo de interés.** El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.

En la nota 20, “Gestión de riesgos financieros y del capital”, y en la 21, “Operaciones con derivados”, de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2010 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

## ÁREAS DE NEGOCIO

Las principales magnitudes operativas del Grupo se detallan a continuación:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
<b>Upstream:</b>		
Producción neta de hidrocarburos (1)	125.653	121.768
<b>GNL:</b>		
Producción trenes licuación (2) (3)	5,1	4,7
GNL comercializado (3)	6,7	4,5
<b>Downstream:</b>		
<b>Capacidad de refino (4) (5)</b>	<b>878</b>	<b>926</b>
Europa (6)	776	776
Resto del mundo	102	156
<b>Crudo procesado (7) (8)</b>	<b>34,4</b>	<b>35,1</b>
Europa	28,7	28,7
Resto del mundo	5,7	6,5
<b>Número de estaciones de servicio</b>	<b>4.447</b>	<b>4.428</b>
Europa	4.182	4.186
Resto del mundo	265	242
<b>Ventas de productos petrolíferos (7) (9)</b>	<b>38.613</b>	<b>39.429</b>
Europa	32.429	32.970
Resto del mundo	6.184	6.459
<b>Ventas de productos petroquímicos (9)</b>	<b>2.618</b>	<b>2.306</b>
Por Región:		
Europa	2.263	2.000
Resto del mundo	355	306
Por producto:		
Básicos	874	567
Derivados	1.744	1.739
<b>Ventas de GLP (9)</b>	<b>3.108</b>	<b>2.993</b>
Europa	1.680	1.677
Resto del mundo	1.428	1.316
<b>YPF:</b>		
Producción neta de hidrocarburos (1) (10)	197.442	208.708
Capacidad de refino (4) (11)	333	333
Crudo procesado (8) (11)	15,4	15,7
Número de estaciones de servicio (12)	1.653	1.668
Ventas de productos petrolíferos (9) (11)	14.146	13.906
Ventas de productos petroquímicos (10)	1.563	1.479
Ventas de GLP (9)	340	362
Ventas de gas natural(3)	14,0	15,9
<b>Gas Natural Fenosa:</b>		
Ventas de distribución de gas natural(3)(13)	35,40	34,64
Ventas de distribución de electricidad(13)(14)(15)	54.833	34.973

- (1) Miles de barriles equivalentes (kbep).
- (2) Incluye la producción de los trenes de licuación por su porcentaje de participación. Trinidad [Tren 1 (20%), Tren 2 y 3 (25%), Tren 4 (22,22%)]; Peru LNG (20%). De esta producción, 1,4 bcm en 2010 y 0,8 bcm en 2009 corresponden a sociedades que consolidan en el Grupo Repsol por el método de la participación.
- (3) Billones de metros cúbicos (bcm).
- (4) Miles de barriles por día (kbb/d).
- (5) La información de 2010 no incluye el 30% de Refap (Brasil), ya que fue vendida en diciembre de 2010.
- (6) La capacidad reportada incluye la participación en ASES.
- (7) La información de 2009 y 2010 incluye 30% de Refap (Brasil) hasta la fecha de su venta en diciembre de 2010.
- (8) Millones de toneladas.
- (9) Miles de toneladas.
- (10) Datos correspondientes a Argentina, a excepción de la producción neta de hidrocarburos de 777 y 977 miles de barriles equivalentes (kbep) en 2010 y 2009, respectivamente, lo que corresponde a Estados Unidos.
- (11) Incluye el 50% de participación en Refinerías del Norte, S.A. ("Refinor").
- (12) Incluye el 50% de estaciones de servicio "Refinor".
- (13) Incluye el 100% de las ventas reportadas por Gas Natural Fenosa, aunque Repsol YPF tiene una participación del 30,01% de Gas Natural a 31 de diciembre de 2009 y del 30,13% a 31 de diciembre de 2010, y se contabiliza aplicando el método de integración proporcional.
- (14) Gigavatios hora (GWh).
- (15) En 2009 corresponde a las operaciones de Gas Natural desde la adquisición de Unión Fenosa en el mes de abril.

## **Abreviaturas de unidades de medida**

"bbl".....	Barriles
"bcf".....	Billones de pies cúbicos
"bcm".....	Billones de metros cúbicos
"bep".....	Barriles equivalentes de petróleo
"Btu".....	British thermal unit
"GWh".....	Gigavatios por hora
"kbb".....	Miles de barriles
"kbb/d".....	Miles de barriles por día
"kbep".....	Miles de barriles equivalentes de petróleo
"km <sup>2</sup> ".....	Kilómetros cuadrados
"Mbb".....	Millones de barriles
"Mbep".....	Millones de barriles equivalentes de petróleo
"Mm <sup>3</sup> /d".....	Millones de metros cúbicos por día
"MW".....	Megavatios
"MWe".....	Megavatios eléctricos
"MWh".....	Megavatios por hora
"TCF".....	Trillones de pies cúbicos

## **UPSTREAM**

### **ACTIVIDADES**

El área de Upstream de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural fuera de Argentina. Para información relativa a las actividades de exploración y producción de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

El área de Upstream de Repsol gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y el medio ambiente. Los pilares de su estrategia son el aumento de la producción y las reservas, la diversificación geográfica de la actividad con el

incremento de su presencia en países de la OCDE, la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de los activos. Para ello, durante los últimos años se ha materializado un exitoso esfuerzo en inversión en capital humano para favorecer el crecimiento, se ha definido una estructura organizativa adecuada a los objetivos estratégicos y orientada a la calidad de las operaciones, se han rediseñado y estandarizado procesos técnicos y comerciales, y se han desarrollado las capacidades tecnológicas para operar exitosamente en aguas profundas.

Desde un punto de vista geográfico, el área de Upstream centra su estrategia tanto en las zonas clave tradicionales, localizadas en Latinoamérica (Trinidad y Tobago, Perú, Venezuela, Bolivia, Colombia y Ecuador, fundamentalmente) y en el norte de África (Argelia y Libia), como en las áreas estratégicas de crecimiento a corto y medio plazo consolidadas en los últimos años. En estas últimas destacan especialmente el Golfo de México estadounidense (con el importante campo Shenzi, en producción desde 2009, uno de los principales proyectos estratégicos de la compañía) y el offshore de Brasil.

En este país, a los exitosos resultados exploratorios de los últimos años se une el importante acuerdo alcanzado con la compañía china Sinopec para la creación de una de las mayores empresas energéticas de Latinoamérica, valorada en 17.777 millones de dólares. Repsol posee un 60% de la compañía y Sinopec, el 40% restante. Esta transacción pone en valor el éxito de la actividad exploratoria desarrollada por Repsol en Brasil durante los últimos años, y supone el reconocimiento a la acertada estrategia y al esfuerzo inversor realizado, tanto en recursos humanos como técnicos y materiales, en particular en el offshore presalino de Brasil.

Asimismo, el crecimiento estratégico a medio plazo se potenciará con los importantes proyectos de gas que se están desarrollando en Venezuela, Perú, Bolivia y Brasil, y más a largo plazo, con la cartera de activos que se está consolidando en Noruega, Canadá, África occidental e Indonesia.

Dentro de la estrategia definida de diversificación geográfica, en 2010 ha destacado la entrada en áreas de alto potencial exploratorio en Indonesia, Noruega, Angola, Rusia y Omán.

En Noruega, Repsol obtuvo en enero de 2010 la adjudicación en la ronda APA 2009 de dos licencias de exploración (PL-541 y PL-557) en aguas del Mar del Norte y del Mar de Noruega. En junio se tomó una participación del 40% en la licencia PL-356, situada en la zona meridional del Mar del Norte, en el sector noruego. La compañía realizará en 2011 trabajos exploratorios para confirmar las buenas expectativas de estas áreas marinas de Noruega.

En el primer trimestre de 2010, Repsol acordó en Indonesia con la compañía Niko Resources Ltd la adquisición de una participación del 45% en los bloques exploratorios Seram y East Bula, y de un 50% en el área de estudio Seram Sur. En enero de 2011, la transacción fue formalmente aprobada por el gobierno indonesio. En mayo de 2010, Repsol obtuvo en la ronda de licitación 2010 de Indonesia tres bloques exploratorios (Cendrawasih II, III y IV) ubicados en el offshore de la isla de Papúa, con la compañía Niko Resources Ltd como socio. Repsol tiene un interés neto del 50% y es la compañía operadora en uno de estos bloques. Ambos son pasos decisivos para la apertura de nuevas áreas con alto potencial exploratorio en este país con gran tradición petrolera.

El año 2010 también fue para Repsol el del inicio de la actividad exploratoria en el offshore de Angola, con la entrada en bloques exploratorios de gas situados en la cuenca de Lower Congo. Adicionalmente, en enero de 2011 Sonangol anunció los resultados de la primera Ronda Exploratoria desde 2007. Repsol obtuvo la adjudicación de tres bloques en esta ronda: bloque 22 (en el que es operador con un 30%), bloque 35 (25% Repsol) y el bloque 37 (20% Repsol).

En Rusia, a mediados de año 2010 se acordó la adquisición, ratificada oficialmente por las autoridades rusas a principios de 2011, del 74,9% del capital social de la compañía CSJC EUROTEK-YUGRA, que posee los bloques exploratorios Karabashsky 1 y 2 en la cuenca de West Siberian.

En agosto, Repsol alcanzó un acuerdo con RAK Petroleum, petrolera pública de Emiratos Árabes Unidos, para la adquisición de un 50% de participación en el bloque 47 (Jebel Hammah) de Omán. Este acuerdo está sujeto a la aprobación de las autoridades gubernamentales de Omán. La compañía RAK continuará como operador del bloque, que se sitúa en el norte del país y consta de 4.964 kilómetros cuadrados.

La estrategia de diversificación en nuevos países ha venido dando sus frutos. Uno de ellos es el importante descubrimiento de crudo ligero realizado en 2010 en aguas de Sierra Leona, en concreto en el pozo Mercury-1. Este descubrimiento es el segundo de Repsol tras el sondeo Venus B-1, que se llevó a cabo en 2009, y es una clara indicación del potencial de un área prácticamente inexplorada hasta el momento y en la que Repsol es una de las compañías pioneras en su exploración.

En 2010 han tenido lugar nuevos descubrimientos exploratorios en Brasil (Creal B y Piracucá 2), Sierra Leona (Mercury-1) y Colombia (Calamaro-1), que se unen a las exitosas campañas de 2008 y 2009, en las que se realizaron más de 20 hallazgos, cuatro de ellos situados entre los mayores de esos años. Dichos descubrimientos tuvieron lugar en áreas geográficas de especial relevancia, como Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Perú y Bolivia. También destaca en 2010 el resultado positivo del sondeo de evaluación Perla 2X en Venezuela.

La compañía está cumpliendo los compromisos adquiridos y materializando la próxima etapa de crecimiento, basada fundamentalmente en sus éxitos exploratorios, que están impulsando la creación de valor para sus accionistas. Dentro de este proceso de materialización del crecimiento futuro destacan los proyectos estratégicos en diferentes fases de desarrollo que se están llevando a cabo y que en 2009-2010 han recibido un impulso decidido en el Golfo de México estadounidense (Shenzi, ya en producción en 2009), Brasil (Guará, Carioca y Piracucá), Venezuela (Cardón IV y Carabobo), Bolivia (Margarita-Huacaya), Perú (Kinteroni), Argelia (Reggane) y Libia (I/R).

Muchos de estos proyectos se desarrollan en áreas offshore donde Repsol se está consolidando como una de las empresas más competitivas y con más experiencia en la exploración y producción offshore, y continuará apostando decididamente por ello. En los últimos años, Repsol ha aumentado significativamente sus esfuerzos en el ámbito de la exploración, y ha aprovechado su experiencia técnica para convertirse en una compañía importante en la exploración offshore.

Los objetivos de Repsol en sus operaciones offshore, especialmente en aguas profundas, continúan siendo fortalecer la implementación ya existente de las mejores prácticas y recomendaciones dentro de los estándares más exigentes de la industria, seguir cumpliendo estrictamente con todas las regulaciones y formar parte del grupo de mejores compañías tras el levantamiento de la moratoria en el Golfo de México.

El ratio de reemplazo de reservas probadas en el área de Upstream fue del 131% en 2010.

Al cierre del ejercicio, el área de Upstream de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 27 países, directamente o a través de sus subsidiarias. La compañía era el operador en 20 de ellos. Adicionalmente, Repsol tiene presencia en Rusia a través de la participación en la compañía rusa Alliance Oil, además de en los bloques exploratorios obtenidos en 2010, con lo que su área de Upstream está presente en la actualidad en 28 países.

### Pozos exploratorios terminados

	2010 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>Europa</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>América del Sur</b>	3	1	8	3	-	-	11	4
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	3	1	8	3	-	-	11	4
<b>América Central</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>América del Norte</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>África</b>	1	*	-	-	-	-	1	*
<b>Asia</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>4</b>

	2009 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>Europa</b>	2	2	-	-	-	-	2	2
<b>América del Sur</b>	5	2	4	1	-	-	9	3
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	5	2	4	1	-	-	9	3
<b>América Central</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>América del Norte</b>	1	*	1	*	-	-	2	*
<b>África</b>	3	1	8	4	3	1	14	6
<b>Asia</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>13</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>27</b>	<b>11</b>

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

\* Menos de un pozo exploratorio.

### Pozos de desarrollo terminados

	2010 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>Europa</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>América del Sur</b>	47	13	4	2	7	3	58	18
Trinidad y Tobago	2	1	1	*	-	-	3	1
Resto de países de América del Sur	45	12	3	2	7	3	55	17
<b>América Central</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>América del Norte</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>África</b>	28	5	2	*	16	3	46	8
<b>Asia</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>75</b>	<b>18</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>23</b>	<b>6</b>	<b>104</b>	<b>26</b>

	2009 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>Europa</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>América del Sur</b>	<b>23</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>*</b>	<b>28</b>	<b>4</b>
Trinidad y Tobago	1	*	-	-	-	-	1	*
Resto de países de América del Sur	22	3	4	1	1	*	27	4
<b>América Central</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>América del Norte</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	-	-	-	-	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>África</b>	<b>14</b>	<b>4</b>	-	-	<b>1</b>	<b>*</b>	<b>15</b>	<b>4</b>
<b>Asia</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>39</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>*</b>	<b>45</b>	<b>9</b>

- (1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.  
 \* Menos de un pozo de desarrollo.

Actividad presente de Repsol por área geográfica						
A 31 de Diciembre de 2010						
	Dominio minero				Nº de pozos exploratorios en perforación (1)	
	Nº de bloques		Área neta (km <sup>2</sup> ) (2)			
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
<b>Europa</b>	<b>12</b>	<b>25</b>	<b>385</b>	<b>7.160</b>	-	-
<b>América del Sur</b>	<b>51</b>	<b>31</b>	<b>5.933</b>	<b>39.997</b>	<b>3</b>	<b>1</b>
Trinidad y Tobago	7	-	2.363	-	-	-
Resto de países de América del Sur	44	31	3.570	39.997	3	1
<b>América Central</b>	-	<b>1</b>	-	<b>4.492</b>	-	-
<b>América del Norte</b>	<b>7</b>	<b>280</b>	<b>479</b>	<b>5.159</b>	-	-
<b>África</b>	<b>16</b>	<b>19</b>	<b>2.208</b>	<b>57.785</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>Asia</b>	-	<b>6</b>	-	<b>17.814</b>	<b>1</b>	<b>*</b>
<b>Total</b>	<b>86</b>	<b>362</b>	<b>9.005</b>	<b>132.407</b>	<b>6</b>	<b>2</b>

- (1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.  
 (2) El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones.

#### Dominio minero

La siguiente tabla muestra la información de dominio minero desarrollado y no desarrollado de Repsol por área geográfica a 31 de diciembre de 2010:



	2010			
	Desarrollado (1)		No desarrollado (2)	
	Bruto (3)	Neto (4)	Bruto (3)	Neto(4)
	(km <sup>2</sup> )			
<b>Europa</b>	31	24	12.785	7.521
<b>América del Sur</b>	973	297	107.951	45.633
Trinidad y Tobago	158	59	5.420	2.304
Resto de países América del Sur	815	238	102.531	43.329
<b>América Central</b>	-	-	11.231	4.492
<b>América del Norte</b>	18	5	10.719	5.633
<b>África</b>	612	170	116.053	59.823
<b>Asia</b>	-	-	47.324	17.814
<b>Total</b>	<b>1.634</b>	<b>496</b>	<b>306.063</b>	<b>140.916</b>

- (1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero, tanto de explotación como de exploración.
- (2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas.
- (3) El dominio minero bruto es aquel en el que Repsol posee una participación.
- (4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

## RESULTADOS

<b>Resultado de explotación</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2010/2009</b>
(millones de euros)			
América del Norte y Brasil	2.911	63	4.521%
Norte de África	642	372	73%
Resto del mundo	560	346	62%
<b>Total</b>	<b>4.113</b>	<b>781</b>	<b>427%</b>

El resultado de explotación de la actividad de Upstream en 2010 fue de 4.113 millones de euros, frente a los 781 millones obtenidos en el ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 426,6%. El EBITDA ascendió a 2.478 millones de euros, frente a los 1.699 millones de 2009. El resultado de 2010 incluye una plusvalía de 2.847 millones de euros, generada como consecuencia del acuerdo alcanzado entre Repsol y Sinopec para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil. Sin tener en cuenta el citado beneficio, el resultado de la actividad de Upstream es superior en 2010, fundamentalmente debido a los mayores precios de realización del crudo y del gas, y al aumento de la producción en el período, pese a los mayores costes en exploración y a los efectos derivados de la decisión de discontinuar el proyecto Persian LNG.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 72,6 US\$/barril (54,7 €/barril), frente a los 56,7 US\$/barril (40,7 €/barril) de 2009. El precio medio del gas se situó en los 2,7 dólares por mil pies cúbicos, lo que supone un incremento del 19%

respecto al del ejercicio anterior. Estas variaciones están en línea con la variación experimentada por los precios de referencia de los mercados internacionales.

El coste de extracción (*lifting cost*) alcanzó los 3,0 dólares por barril. Esta cifra es muy similar a la correspondiente al ejercicio 2009 (2,9 dólares por barril). En cuanto al coste de descubrimiento (*finding cost*) sobre reservas probadas, la media para el período 2008-2010 ha sido de 44,1 dólares por barril.

## DESCUBRIMIENTOS

En 2010, la compañía ha participado en nuevos descubrimientos, lo que supone continuar con los exitosos resultados exploratorios de 2008 y 2009. Estos descubrimientos se han realizado en Brasil (con los sondeos Creal B y Piracucá 2), Sierra Leona (sondeo Mercury-1) y Colombia (sondeo Calamaro-1). También destaca en 2010 el resultado positivo del sondeo de evaluación Perla 2X en Venezuela, que ha confirmado y mejorado el gran potencial del área.

Algunos de los descubrimientos de esta etapa histórica de la compañía desde el punto de vista exploratorio se han localizado en áreas tan importantes como Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia, y han permitido la materialización de proyectos estratégicos de desarrollo que garantizan el crecimiento orgánico de la compañía en el futuro.

Adicionalmente, dentro de los trabajos de desarrollo del Área Río Grande en Bolivia, Repsol realizó en 2010 un descubrimiento de gas en el pozo RGD 22.

En Brasil, en junio de 2010 finalizó la perforación del sondeo Creal B, que resultó positivo en el objetivo presalino, lo que podría incrementar significativamente el potencial de reservas remanentes en este importante campo del offshore brasileño. El campo Albacora Leste, en el que Repsol participa con un 10%, se encuentra en producción desde abril de 2006.

En mayo de 2010, en el bloque de desarrollo BM-S-7 Piracucá, situado en el offshore de Brasil, en concreto en la cuenca de Santos, se concluyó el sondeo exploratorio Piracucá-2, con resultado positivo. Se trata del tercer sondeo positivo perforado después de los dos de 2009 (Pialamba y Piracucá-1). Tras los positivos resultados exploratorios y de evaluación de 2009, confirmados en 2010 con el sondeo Piracucá-2, se decidió iniciar los trabajos de desarrollo del bloque con el objetivo de su puesta en producción en el año 2015.

En noviembre de 2010 se anunció el segundo descubrimiento en aguas profundas de Sierra Leona, esta vez con el sondeo Mercury-1, lo que confirma el elevado potencial de un área muy poco explorada hasta la fecha y en la que Repsol puede considerarse una de las compañías pioneras. El sondeo descubridor se encuentra en el bloque SL-07B-10, a una profundidad de 4.862 metros, bajo una lámina de agua de 1.600 metros. La columna de hidrocarburos encontrada alcanza los 41 metros. Repsol, junto con sus socios Anadarko y Tullow, está evaluando los positivos resultados obtenidos y analizando la perforación de nuevos sondeos para materializar la viabilidad comercial de la zona. El pozo Mercury-1 fue perforado unos 64 kilómetros al sureste del descubrimiento Venus B-1, realizado en 2009.

A finales de año se produjo un descubrimiento exploratorio en Colombia con el sondeo Calamaro-1, en el bloque Rondón, ubicado en la cuenca de Llanos.

El 12 de abril de 2010, Repsol anunció la finalización con resultados positivos del sondeo de evaluación Perla 2X, en el bloque Cardón IV, situado en aguas de Venezuela. Este sondeo, perforado con una lámina de agua de 60 metros, atravesó un

espesor neto de hidrocarburos (*net pay*) de 840 pies (260 metros). Con los resultados de este sondeo se confirmaron al alza las expectativas de recursos recuperables de gas en el bloque, que se estimaron en 8 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas tras el descubrimiento con el sondeo Perla 1X en 2009. De hecho, tras la perforación del sondeo Perla 2X, el Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela (MPPEP) aprobó la nueva estimación de recursos, que asciende a 9 TCF, lo que confirma al megacampo Perla como el mayor descubrimiento de gas de la historia de Repsol y uno de los más importantes en Venezuela.

En la fase de exploración, Repsol opera el bloque Cardón IV al 50% con la compañía italiana ENI. En la futura fase de desarrollo del bloque, que se está definiendo, PDVSA, la compañía petrolera nacional de Venezuela, tomaría un 35% en el proyecto, junto con Repsol (32,5%) y ENI (32,5%).

En agosto de 2010, Repsol, dentro del consorcio YPFB Andina, anunció en Bolivia un importante descubrimiento de gas en el Área de Río Grande con el pozo de desarrollo RGD 22. Esta área, que está en producción desde el año 1968 en formaciones geológicas diferentes a la descubierta en 2010, se encuentra 55 kilómetros al sureste de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra. Repsol realizó este descubrimiento de gas dentro de los trabajos de profundización de pozos existentes para el incremento de la producción en este campo. Se estima que el hallazgo aporta unos recursos totales de 1TCF de gas, cantidad que equivale a diez meses de consumo de gas en España. Dado que el campo Río Grande ya tiene la infraestructura necesaria, los recursos añadidos se podrán poner en producción en un breve plazo de tiempo.

Las pruebas de producción en el pozo RGD 22 arrojaron un caudal de 6 millones de pies cúbicos/día y 160 barriles de condensado. Las perforaciones futuras permitirán definir con más exactitud el tamaño del hallazgo.

En enero de 2011, la compañía anunció el resultado positivo del sondeo de evaluación Carioca NE, en el prolífico bloque BM-S-9, en aguas profundas de Brasil.

## **PRODUCCIÓN**

La producción de hidrocarburos de Repsol (sin tener en cuenta YPF) se cifró en 344.256 barriles equivalentes de petróleo/día en 2010, lo que supone un incremento del 3,2% respecto a 2009. Este aumento se origina principalmente en Perú por la puesta en marcha de la planta de Perú LNG en junio de 2010, en Estados Unidos tras la puesta en marcha de Shenzi en marzo de 2009, en Libia por el incremento de cuota y en Venezuela por la incorporación de Barúa Motatán, parcialmente compensada con la venta de Barrancas, ambas en febrero 2010. Todo ello compensado parcialmente con la menor producción en Argelia, principalmente por el cambio de coeficiente en 2010, en base a la aplicación de los términos contractuales y en Brasil (por el declino de Albacora Leste). Aislado el impacto de los mayores precios de referencia en los contratos PSC (Production Sharing Contract), la producción hubiera aumentado un 6% respecto a 2009.

Es de destacar en Brasil que el 25 de Diciembre de 2010 comenzó la prueba de producción de larga duración (Extended Well Test) del yacimiento Guará en el bloque marino BM-S-9. La duración prevista para esta prueba es de cinco meses.

Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica para 2009 y 2010:						
	2010			2009		
	Líquidos (Mbbl)	Gas natural (bcf)	Total (Mbep)	Líquidos (Mbbl)	Gas natural (bcf)	Total (Mbep)
<b>Europa</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
España	1	2	1	1	2	1
<b>América del Sur</b>	<b>26</b>	<b>390</b>	<b>96</b>	<b>25</b>	<b>380</b>	<b>93</b>
Bolivia	2	33	8	2	32	8
Brasil	3	1	3	4	1	4
Colombia	2	-	2	2	-	3
Ecuador	6	-	6	6	-	6
Perú	3	23	7	3	10	4
Trinidad y Tobago	6	282	56	6	277	55
Venezuela	4	51	14	2	60	13
<b>América Central</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>América del Norte</b>	<b>10</b>	<b>3</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>9</b>
Estados Unidos	10	3	11	8	3	9
<b>África</b>	<b>16</b>	<b>12</b>	<b>18</b>	<b>15</b>	<b>24</b>	<b>19</b>
Argelia	1	12	3	2	24	6
Libia	15	-	15	13	-	13
<b>Asia</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Producción total neta</b>	<b>53</b>	<b>407</b>	<b>126</b>	<b>49</b>	<b>409</b>	<b>122</b>

#### Pozos productivos por área geográfica

	A 31 de diciembre de 2010 (1)			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>Europa</b>	8	6	5	4
<b>América del Sur</b>	1.059	329	168	70
Trinidad y Tobago	99	69	47	16
Resto de países de América del Sur	960	260	121	54
<b>América Central</b>	-	-	-	-
<b>América del Norte</b>	12	3	-	-
<b>África</b>	230	46	77	23
<b>Asia</b>	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.309</b>	<b>384</b>	<b>250</b>	<b>97</b>

	<b>A 31 de diciembre de 2009 (1)</b>			
	<b>Petróleo</b>		<b>Gas</b>	
	<b>Brutos</b>	<b>Netos</b>	<b>Brutos</b>	<b>Netos</b>
<b>Europa</b>	8	6	5	4
<b>América del Sur</b>	1.089	379	161	65
Trinidad y Tobago	102	71	54	18
Resto de países de América del Sur	987	308	107	47
<b>América Central</b>	-	-	-	-
<b>América del Norte</b>	12	3	-	-
<b>África</b>	181	51	78	23
<b>Asia</b>	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.290</b>	<b>439</b>	<b>244</b>	<b>92</b>

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

## RESERVAS

Al cierre de 2010, las reservas probadas de Repsol (sin tener en cuenta YPF), estimadas de acuerdo con la normativa de la U.S. Securities & Exchange Commission (SEC), ascendían a 1.100 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep), de los cuales 376 Mbep (34%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 724 Mbep (66%), a gas natural.

En 2010, la evolución de las citadas reservas fue positiva, con la incorporación de 165 Mbep, destacando Perú (114 Mbep), Trinidad y Tobago (15 Mbep) y Libia (14 Mbep).

Estas reservas se localizan principalmente en Trinidad y Tobago (36%). Un 46% de las mismas se sitúan en el resto de los países de Sudamérica (Venezuela, Perú, Brasil, Ecuador...), el 12% en el norte de África (Argelia y Libia), el 5% en el Golfo de México (Estados Unidos) y aproximadamente un 1% en España.

## INVERSIONES

El área de negocio de Upstream invirtió en 2010 un total de 1.126 millones de euros, lo que supone mantener el esfuerzo inversor del año anterior (1.122 millones de euros en 2009). La inversión en desarrollo representó el 50% del total y se realizó principalmente en Trinidad y Tobago (16%), Bolivia (14%), Brasil (13%), Perú (12%), EE.UU. (10%), Ecuador (9%) y Libia (7%). Las inversiones en exploración representaron un 38% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (76%) y EE.UU. (8%).

## DESINVERSIONES

El acuerdo alcanzado en el mes de octubre entre Repsol y Sinopec para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil ha supuesto una desinversión por importe de 4.267 millones de dólares (3.234 millones de euros). El importe de la desinversión corresponde al porcentaje de participación del Grupo en la liquidez incorporada en la sociedad como consecuencia de la ampliación de capital.

Tras la citada operación, el Grupo consolida por integración proporcional el 60% de participación que posee en Repsol Sinopec Brasil.

Adicionalmente, en 2010 se ha recibido un anticipo de 70 millones de euros por el acuerdo de venta a Enagás de la participación del 82% que Repsol poseía en el almacenamiento de gas natural subterráneo de Gaviota, enajenado por un importe total de 87 millones de euros (de esta cifra, 16 millones de euros están condicionados a la aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del proyecto de ampliación). Esta venta, pendiente de la aprobación definitiva de la transacción por las autoridades competentes, significa un paso más en la estrategia de desinversión gradual en activos no estratégicos llevada a cabo por Repsol.

## **ACTIVIDADES EN LOS PRINCIPALES PAÍSES**

### **Norteamérica**

En los últimos cuatro años, Repsol ha fortalecido significativamente su presencia en aguas profundas del Golfo de México, en Estados Unidos, con su participación en el importante proyecto de petróleo de Shenzi y con la obtención de un buen número de nuevos bloques exploratorios, cuyo potencial comenzó a hacerse patente en 2009 con el descubrimiento realizado con el sondeo Buckskin. Esta zona se considera una de las más rentables y de mayor potencial exploratorio en aguas profundas del mundo.

El campo Shenzi, donde Repsol participa con un 28% y que está en producción a través de su propia plataforma desde marzo de 2009, es uno de los mayores descubrimientos realizados hasta el momento en aguas profundas del Golfo de México. Al cierre del ejercicio se encontraban en producción diez pozos a través de esta plataforma. En los próximos meses se espera continuar con la terminación de la perforación de los demás pozos de desarrollo, tras el levantamiento en octubre de 2010 de la moratoria de perforación en aguas profundas del Golfo de México impuesta a finales de abril de 2010 por parte del Departamento de Interior de Estados Unidos.

La citada moratoria se levantó el 12 de octubre de 2010 y en Shenzi se reanudaron las operaciones de perforación para la inyección de agua en el yacimiento en noviembre de 2010. En la actualidad se está completando la revisión de los procedimientos operativos y de los sistemas de gestión para estar en disposición de cumplir de manera estricta con las nuevas exigencias regulatorias para la perforación de sondeos adicionales de exploración y producción. En 2010 se alcanzaron a través de la plataforma Shenzi niveles de producción superiores a los 105.000 barriles de petróleo/día. El plan de inversiones futuras tiene como objetivo mantener un *plateau* anual de producción en el rango de los 100.000 a 120.000 bep/día para los próximos cinco años e incluye un proyecto de recuperación secundaria vía inyección de agua que estará operativo a mediados de 2012. El desarrollo del Flanco Norte de Shenzi se encuentra en una fase más inicial, aunque el positivo resultado de los trabajos de perforación en 2009 amplió el potencial esperado de esta área. El primer sondeo de delineación de estas formaciones está previsto para 2011.

El sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin, que estaba previsto perforar en 2010, se prevé que se iniciará en 2011. Este retraso se debe a la moratoria de perforación impuesta en 2010 en Estados Unidos, si bien no afecta a la fecha estimada de puesta en producción del campo, en 2017. Este sondeo de evaluación ayudará a definir el plan de desarrollo futuro del campo. Repsol, como operador del proyecto en su fase exploratoria, realizó en 2009 este importante descubrimiento. Con

una profundidad total de unos 10.000 metros, se trata del pozo más profundo operado hasta la fecha por Repsol y de uno de los más hondos perforados en la zona.

Repsol obtuvo en marzo de 2010 la adjudicación de 16 nuevos bloques exploratorios en la ronda 213, en el Golfo de México; cinco con un 100 % de participación y el resto en asociación con Ecopetrol (cinco con una participación del 60%, otros tantos con el 40% y un bloque más al 50%). Estos bloques se encuentran en las cuencas de Mississippi Canyon, Garden Banks, Walker Ridge y Keathley Canyon. Además de los 16 bloques mencionados, Repsol también obtuvo participación, por acuerdo con las compañías adjudicatarias, en dos más ofertados en la ronda 213, en Mississippi Canyon y Keathley Canyon.

En Alaska, Repsol participa con un 20% en 71 bloques adyacentes offshore en el Mar de Beaufort, junto con las compañías Shell Offshore Inc. y Eni Petroleum US LLC. Se están realizando estudios para establecer su potencial exploratorio. La compañía también tiene el 100% de 93 bloques offshore en el Mar de Chukchi.

Estos activos, sumados a los logrados en los últimos años, conforman una amplia y sólida cartera de proyectos exploratorios en Estados Unidos de más de 275 bloques. La participación de la compañía en estas rondas se enmarca en la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE.

En Canadá, Repsol continuó en 2010 ampliando su conocimiento geológico de las áreas disponibles para poder definir el valor de las oportunidades que se están presentando en el país. La compañía ya participa actualmente en tres bloques de exploración en el offshore de Newfoundland (Terranova) y Labrador. Dos de estos bloques se sitúan en la zona de Central Ridge/Flemish Pass y otro en Jeanne d'Arc Basin. Adicionalmente, en la Ronda Exploratoria llevada a cabo a finales de 2010, Repsol obtuvo un 25% en los bloques NL 10-01 y NL 10-02, en el área Jeanne d'Arc Basin, a la espera de la ratificación oficial de las autoridades gubernamentales canadienses.

## **Latinoamérica**

### *Brasil*

En 2010 se ha producido un hito de gran importancia dentro de la estrategia en esta área clave para la compañía. En octubre se anunció la alianza entre Repsol y Sinopec en Brasil para crear una de las mayores compañías energéticas privadas de Latinoamérica. La Junta de Accionistas de Repsol Brasil aprobó el 28 de diciembre de 2010 una ampliación de capital de 7.111 millones de dólares suscrita en su totalidad por Sinopec, dando lugar a una empresa con un valor de 17.777 millones de dólares. Tras la operación, Repsol mantiene el 60% del capital social de la compañía y Sinopec, la mayor petrolera china, el 40% restante. La aportación de fondos de esta operación permitirá a la compañía afrontar las inversiones necesarias para el total desarrollo de sus activos en Brasil, incluyendo algunos de los mayores descubrimientos del mundo, como los obtenidos en los bloques de Guará y Carioca. Repsol y Sinopec continuarán con sus planes de expansión en Brasil y participarán, conjuntamente o por separado, en futuras rondas de licitación en el país. Esta transacción, realizada entre dos compañías líderes, pone en valor el éxito de la actividad exploratoria realizada por Repsol en Brasil durante los últimos años.

El offshore brasileño es una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo. El acuerdo alcanzado entre Repsol y Sinopec es una muestra del gran interés internacional por el momento histórico que atraviesa Brasil, y particularmente por la actividad en el presalino de la cuenca de Santos.

Repsol es una de las compañías energéticas independientes líderes en exploración y producción de Brasil. Dispone de una posición estratégica en las áreas de mayor potencial del presalino brasileño y lidera la actividad exploratoria en la prolífica cuenca de Santos, junto con Petrobras y BG. La compañía cuenta en el país con una importante y diversificada cartera de activos, que incluye un campo ya en producción (Albacora Leste) y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años, entre los que destaca especialmente el bloque BM-S-9, en la cuenca de Santos, con los descubrimientos de Guará, Carioca, Iguazú Norte y Abaré Oeste, así como el campo Piracucá, situado en el bloque BM-S-7, que actualmente está en fase de desarrollo, y Panoramix, en el bloque BM-S-48 (674).

En el área de Guará finalizó en agosto de 2010 el pozo de evaluación Guará Norte, con resultado positivo, lo que confirma el elevado potencial de reservas de este campo. Durante 2010 se llevaron a cabo los trabajos previos para la realización de una prueba extensa de producción (EWT) que durará 5 meses, con inicio en diciembre de 2010. También se concretaron acuerdos para la contratación de una plataforma de perforación (*rig*) adicional a la existente y para la construcción de una futura segunda unidad de producción (FPSO). Todos estos trabajos están encaminados a iniciar el desarrollo de esta área, con el objetivo de comenzar su producción en 2013.

En el área de Carioca, en 2010 comenzó la perforación del pozo de evaluación de la zona nordeste de la estructura para obtener datos definitivos que permitan definir el plan de desarrollo del campo y su futura puesta en producción, además de la realización de pruebas extensas de producción (EWT), previstas en 2011, y la perforación de un sondeo adicional. La compañía anunció en enero de 2011 el resultado positivo de este sondeo de evaluación (Carioca NE).

En el bloque BM-S-9 existe un potencial exploratorio que se evaluará en los dos próximos años. En 2009 ya se realizaron otros dos descubrimientos exploratorios (Iguazú Norte y Abaré Oeste), por lo que las expectativas del resto del bloque también son elevadas.

En 2010 se continuó con el plan de desarrollo aprobado en 2009 para el campo Piracucá (bloque BM-S-7), con el objetivo de ponerlo en producción en el año 2015. En mayo de 2010 terminó con resultado positivo el sondeo exploratorio Piracucá-2 en este bloque del offshore de Brasil, que se une a los dos sondeos de exploración y evaluación que resultaron positivos en 2009 y que fundamentaron el desarrollo actual del campo.

Repsol tiene una participación del 10% en Albacora Leste (cuenca de Campos), que está en producción desde abril de 2006. En este importante campo de petróleo en aguas profundas de Brasil finalizó en junio de 2010 la perforación del sondeo Creal B, que resultó positivo en el objetivo presalino.

Los importantes descubrimientos exploratorios realizados en los últimos años, los proyectos de desarrollo que se están materializando y la alianza establecida con Sinopec refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño y representan uno de los proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream.

### *Bolivia*

Los socios del importante proyecto de gas Margarita-Huacaya, una de las iniciativas estratégicas de la compañía, tomaron en 2010 la decisión de iniciar los trabajos para el desarrollo de la Fase I. Este proyecto clave se encuentra en los campos Margarita y Huacaya, al norte del estado de Tarija, y está operado por un consorcio integrado por Repsol (operador, con una participación del 37,5%), BG (37,5%) y PAE (25%). El objetivo del plan de desarrollo conjunto de los campos Margarita y Huacaya (este último hallado en 2008 y que supuso uno de los cinco mayores descubrimientos



realizados ese año en todo el mundo) consiste en elevar la producción de los niveles actuales (2,3 millones de metros cúbicos por día, Mm<sup>3</sup>/d) a un *plateau* intermedio de 8,3 Mm<sup>3</sup>/d en 2012, con la posibilidad de elevar la producción en una segunda fase a 14 Mm<sup>3</sup>/d en 2013. En el marco del plan de desarrollo, en julio de 2010 se anunció la firma del contrato de construcción de la nueva planta de procesamiento de gas en el campo Margarita para aumentar la capacidad actual de producción a 8,3 Mm<sup>3</sup>/d. Se estima que en un plazo de aproximadamente 20 meses desde la firma del contrato finalicen los trabajos de construcción de la planta.

En agosto de 2010, dentro del programa de perforación de desarrollo del Área de Contrato de Río Grande, unos 55 kilómetros al sureste de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, Repsol realizó un descubrimiento de gas en el pozo RGD 22, culminando con éxito un proyecto de profundización de pozos existentes con el objetivo de aumentar la producción de hidrocarburos en el país. El hallazgo aporta unos recursos totales de 1TCF de gas. Estos recursos podrán ser puestos en producción en un breve plazo de tiempo, ya que el campo Río Grande cuenta con la infraestructura necesaria.

### *Perú*

En junio de 2010 se inició el suministro de gas natural procedente del campo Camisea, en el que Repsol posee un 10%, a la planta de licuación de Peru LNG, donde la compañía cuenta con una participación del 20%. El campo Camisea está conformado por los bloques 56 y 88, y su producción está destinada al mercado local y al abastecimiento de la planta de licuado Peru LNG. El bloque 88 tiene dos yacimientos: San Martín (en producción desde 2004) y Cashiriari (en producción desde 2009). El bloque 56 inició la producción del yacimiento Pagoreni en 2008.

Durante 2010 empezaron los trabajos del plan de desarrollo temprano de la zona sur del importante descubrimiento realizado en 2008 con el sondeo Kinteroni (uno de los mayores del mundo en 2008), en el bloque 57, que se localiza en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, en la selva central del país, a 50 kilómetros del campo de gas y condensado de Camisea. Repsol, que cuenta con una participación del 53,84% en este bloque, es la compañía operadora.

El desarrollo temprano de la zona sur de Kinteroni incluye la perforación de 2 pozos nuevos y el reacondicionamiento del pozo descubridor de 2008. Antes del inicio de la fase de perforación se obtuvo en 2010 la aprobación del correspondiente Estudio de Impacto Ambiental. En agosto de 2010 se inició la perforación del primer pozo de desarrollo que finalizó en el cuarto trimestre de 2010. Durante 2011 se realizará el segundo pozo de desarrollo y el reacondicionamiento del pozo descubridor. Se prevé empezar a producir en 2012.

En octubre de 2010, Perupetro adjudicó, pendiente de la ratificación oficial, las licencias de exploración de los lotes 176, 180, 182 y 184, en la Faja Plegada Subandina, a un consorcio formado por Repsol (25% y operador), Ecopetrol (50%) e YPF (25%). Estas áreas completan el posicionamiento exploratorio de Repsol en la Faja Plegada Peruana. También en 2010 Repsol entró con un 30% en el bloque 101, operado por la compañía Talismán y situado en la cuenca de Marañón.

### *Venezuela*

Durante 2010 se han producido dos importantes hitos relacionados con proyectos clave para la compañía: el descubrimiento realizado con el sondeo de evaluación Perla 2X, en el bloque Cardón IV, y la entrada en el proyecto Carabobo-1.

En abril se estimó que, con los resultados preliminares del sondeo de evaluación Perla 2X, los recursos recuperables de gas tras el gran descubrimiento del sondeo Perla 1X

en 2009 (8 TCF), se veían confirmados e incluso superados. Repsol opera al 50% con la italiana ENI el consorcio descubridor del bloque Cardón IV, en el que se ubica el megacampo Perla, en aguas someras del Golfo de Venezuela.

El Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela (MPPEP) aprobó en junio el plan de evaluación del bloque Cardón IV, que contempla la perforación de los sondeos de delineación Perla 3X, terminado con resultado positivo en 2010, y Perla 4X, iniciado en 2010, y la perforación de otro sondeo opcional. Adicionalmente, el MPPEP aprobó la nueva estimación de recursos, que asciende a 9 TCF, tras la perforación del sondeo Perla 2X.

En febrero de 2010, un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, con una participación del 11%, obtuvo del gobierno venezolano la adjudicación del proyecto Carabobo-1. Éste consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco, una de las áreas con mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar del mundo. El área de Carabobo está situada en la zona este de la faja, que, según el US Geological Survey, podría tener un volumen recuperable de hasta 513.000 millones de barriles de crudo pesado. En este proyecto se estima alcanzar una producción de 400.000 barriles de petróleo al día durante 40 años, y se incluye la construcción de un mejorador de crudo pesado con capacidad para procesar alrededor de 200.000 barriles de petróleo/día.

En mayo de 2010 se firmó en Caracas la constitución de la empresa mixta Petrocarabobo S.A., encargada del desarrollo de las reservas de crudo pesado del proyecto Carabobo.

El proyecto Carabobo permitirá a Repsol incrementar su producción y sus recursos, en línea con los objetivos marcados. Parte del crudo pesado del proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de la compañía por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en dichas instalaciones.

En febrero de 2010 se firmó la incorporación del área productiva Barúa-Motatán como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A. Ya en 2009, la Asamblea Nacional Venezolana comunicó a través de la publicación en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela la aprobación del desarrollo de actividades por parte de la empresa mixta Petroquiriquire, en la que Repsol participa con un 40%, en el área en producción de Barúa-Motatán, localizada en la cuenca del Lago de Maracaibo. La producción de Barúa-Motatán se incorporó a Petroquiriquire con fecha efectiva 10 de febrero de 2010. Con ello, Repsol hizo efectiva la Nota de Crédito recibida durante el proceso de migración de los Convenios Operativos a Empresa Mixta.

### *Trinidad y Tobago*

En este país, Repsol continúa siendo una de las principales compañías privadas en términos de producción y reservas de petróleo y gas, junto con BP, con la que comparte la propiedad de la sociedad bpTT. Esta empresa, participada en un 30% por Repsol, opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país y en 2010 alcanzó una producción total media diaria de más de 470.000 bep.

Adicionalmente, Repsol es el operador del bloque marino TSP, con una participación del 70%.

## Otros países

En la ronda exploratoria celebrada en 2010, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia adjudicó dos bloques offshore (Cayos-1 y Cayos-5), pendientes de ratificación oficial, al consorcio formado por Repsol (35%), Ecopetrol (50%) e YPF (15%). En enero de 2011, Repsol firmó un acuerdo con la compañía colombiana Ecopetrol y la brasileña Petrobras para adquirir una participación en el bloque exploratorio offshore Tayrona, localizado en aguas del Caribe colombiano, próximo a la Península de La Guajira. Tras el acuerdo, Repsol cuenta con una participación del 30% en el bloque, mientras que Ecopetrol tiene otro 30% y Petrobras, que continuará como operador, el 40% restante. La operación está sujeta a la aprobación de la ANH.

En Guyana, Repsol realizó en 2010 los trabajos previos orientados a la perforación del prospecto Jaguar-1X, previsto para el segundo trimestre de 2011. El sondeo se encuentra en el bloque marino Georgetown y Repsol es el operador del mismo, con el 15%, siendo los restantes socios YPF (30%), Tullow Oil (30%) y CGX Energy (25%).

En Cuba, Repsol firmó en enero de 2010 el contrato de alquiler con la compañía Saipem para la utilización del equipo de perforación Scarabeo-9, que cumple con todas las especificaciones técnicas y todas las limitaciones establecidas por la administración estadounidense para operaciones de perforación en Cuba. Esto, junto con el resto de los trabajos preparatorios realizados durante 2010, permitirá el inicio de la perforación del sondeo exploratorio Jagüey en la segunda mitad de 2011.

En Ecuador, el 23 de noviembre de 2010 se acordó la modificación del contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 16, para adoptar el modelo de contrato de prestación de servicios. El nuevo contrato, que tendrá vigencia hasta 2018, tiene efectos desde el 1 de enero de 2011. Asimismo, el 22 de enero de 2011 se ha suscrito el contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno.

## África

Repsol tiene una importante presencia en el norte de África, sobre todo en Libia y Argelia, donde participa en importantes proyectos que garantizan un crecimiento sostenido y rentable en los próximos años. Asimismo, está consolidando su presencia en África occidental, especialmente en Sierra Leona, donde en 2010 se ha realizado un importante descubrimiento con el sondeo Mercury-1, y participa en bloques exploratorios en Liberia, Angola y Guinea Ecuatorial.

### Libia

En 2010 se concluyeron trabajos importantes dentro del plan de desarrollo del campo "I/R", que entró en producción en junio de 2008 y que se espera que alcance su máximo potencial de producción una vez terminadas las instalaciones permanentes, entre 2012 y 2013, con un *plateau* de producción de 75 kbbl/d. Este campo está situado en la prolífica cuenca de Murzuq, en los bloques NC186 y NC115, ambos participados por Repsol. Descubierta en 2006, el campo "I/R" es uno de los grandes hallazgos exploratorios logrados por la compañía, el más importante en Libia de la última década y uno de los proyectos clave de crecimiento definidos por Repsol.

Así, en 2010 se pusieron en operación las cuatro estaciones recolectoras (manifolds) que contempla el plan de desarrollo del campo, además de la línea definitiva de exportación de crudo hacia las instalaciones centrales del bloque NC115. Las

instalaciones para la inyección de agua en el campo se terminaron en 2010 y a finales del ejercicio se comenzó la inyección.

En mayo de 2010 se puso en producción el campo K, situado en el bloque NC186, cuyo plan de desarrollo fue aprobado por la compañía nacional libia NOC en diciembre de 2008. El campo está produciendo a través de dos pozos.

### *Argelia*

Repsol firmó en enero de 2010 con Sonatrach y la Agencia Nacional de Valoración de Recursos de Hidrocarburos argelina (ALNAFT) el contrato para la exploración y explotación del bloque Sud-Est Illizi, situado en el sudeste de Argelia. El consorcio que desarrollará las actividades exploratorias está formado por Repsol (52,5%) como operador, la italiana Enel (27,5%) y la franco-belga GdF-Suez (20%).

La adjudicación de este nuevo bloque, que se produjo en diciembre de 2009, refuerza la posición de Repsol en Argelia, donde la compañía tiene una importante presencia en las áreas de Reggane, Tinfouye Tabenkort y Tifernine, y reafirma su apuesta por este país como área de crecimiento.

Respecto al importante proyecto de gas de Reggane, en 2010 se trabajó junto con las autoridades argelinas en los pasos finales para el lanzamiento del plan de desarrollo del bloque, cuyos trabajos se espera comenzar en 2011. El plan de desarrollo incluye la perforación y finalización de 74 pozos, la profundización de 10 pozos adicionales y la realización de trabajos para completar (workovers) otros 12 pozos ya existentes. El comienzo de la producción de gas está previsto para finales del año 2014 o durante 2015. Repsol es el operador del proyecto, con una participación del 29,25%, mientras que RWE posee el 19,5%; Edison, el 11,25%; y la compañía nacional argelina Sonatrach, el 40%.

### *Sierra Leona*

Repsol, junto a sus socios Anadarko y Tullow, realizó en 2010 un segundo descubrimiento en aguas profundas del país. El nuevo descubrimiento de hidrocarburos, realizado en el pozo Mercury-1, es una clara indicación del potencial de un área prácticamente inexplorada hasta el momento. Se perforarán nuevos pozos para determinar la comercialidad de la zona.

Este descubrimiento se suma al éxito del pozo Venus B-1, en el que en 2009 se encontraron gas e hidrocarburos líquidos a una profundidad de 5.639 metros. El pozo Mercury-1 fue perforado unos 64 kilómetros al sudeste de Venus B-1.

Repsol ha sido pionera en la exploración en esta región de África. Las operaciones de la compañía, iniciadas en 2003, han dado como resultado el descubrimiento de un área de alto potencial que se seguirá explorando junto con sus socios.

## **Europa**

### *Noruega*

En enero de 2010, el gobierno noruego adjudicó en la ronda APA 2009 dos nuevas licencias de exploración en este país (PL-541 y PL-557), en concreto en aguas del Mar del Norte y del Mar de Noruega, a sendos consorcios en los que Repsol participa.

Repsol es el operador de la licencia PL-541, situada en el sector noruego del Mar del Norte. La compañía participa con un 50% en esta adjudicación, junto con la italiana Edison (35%) y la noruega Skagen (15%). De este modo, Repsol se constituye por primera vez como operador en la Norwegian Continental Shelf (NCS), lo que supone el reconocimiento de la capacidad de la compañía por parte de las autoridades noruegas, muy valorado en el sector.

En la segunda licencia, PL-557, localizada en el Mar de Noruega, Repsol participa con un 40%, junto con la austriaca OMV (50% y operador) y la noruega Skagen (10%).

Adicionalmente, Repsol tomó en junio de 2010 una participación del 40% en la licencia PL-356, operada por DetNorske, que mantiene un 60%, y que está localizada en la zona meridional del Mar del Norte, en el sector noruego.

Repsol inauguró en 2009 una oficina permanente en Oslo, en línea con su estrategia de diversificación geográfica y con el objetivo de incrementar la presencia de la compañía en este país.

### *España*

Repsol avanzó durante el ejercicio en los trabajos para el desarrollo de los campos de petróleo descubiertos en 2009, Montanazo D-5 y Lubina-1, situados en aguas del Mar Mediterráneo. El plan de desarrollo contempla su puesta en producción en 2011 a través de la plataforma Casablanca, lo que permitiría prorrogar la producción de los campos de Repsol existentes en la zona (Casablanca, Boquerón, Rodaballo y Chipirón), así como ampliar el período de utilización de dicha plataforma.

En 2010, Repsol completó y entregó a las autoridades el Estudio de Impacto Ambiental, realizó la ingeniería de detalle de los equipos y solicitó el permiso de explotación.

En el año 2010, Repsol también obtuvo el bloque exploratorio Turbon en la cuenca Surpirenaica.

## **GAS NATURAL LICUADO (GNL)**

### **ENTORNO Y ACTIVIDAD**

Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, el transporte, la comercialización y la regasificación de gas natural licuado, además del negocio de generación eléctrica en España que no acomete Gas Natural Fenosa y la comercialización de gas natural en Norteamérica. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente al segmento comercial de GNL del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de GNL de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

El mercado de GNL se ha caracterizado durante 2010 por la recuperación de la demanda de gas, tanto en Europa como en el Lejano Oriente. En el caso europeo, el incremento en el primer semestre ha sido del 10%, aproximadamente, sobre la del año anterior.

En cuanto a los precios, el ejercicio comenzó con el mercado americano y su índice de referencia, el Henry Hub (HH), marcando el precio de mercado y definiendo las

operaciones de contado (*spot*) en la cuenca atlántica. Sin embargo, ya en el segundo trimestre del año, el mercado de Estados Unidos empezó a perder peso frente al mercado europeo y el National Balancing Point (NBP) empezó a servir de referencia para las operaciones de contado (*spot*), tanto en la cuenca atlántica como en la pacífica. El mercado aprovechó diferenciales de hasta 4,5 dólares por millón de Btu entre el NBP y el HH para ejecutar varios desvíos de las terminales americanas a Europa.

Se estima que el descenso del índice americano pueda estar relacionado con la disminución de los costes de producción del *shale gas*. El NBP se mantiene alto, sostenido por el declino de las reservas del Mar de Norte y por las ventas de gas del Reino Unido para el centro de Europa (siendo una alternativa a los contratos a largo plazo indexados a Brent).

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio ponderado del pool eléctrico español fue de 37,0 euros por MWh en 2010, similar al registrado en 2009. La demanda peninsular de energía eléctrica finalizó el año en 259.940 GWh, un 3,2% superior a la del 2009. Corregido el efecto de la temperatura, el crecimiento anual fue del 2,9% frente al descenso del 4,8% registrado en 2009.

En cuanto al balance de producción en España, el hecho más significativo ha sido el notable crecimiento de más de un 59% respecto al año anterior de la generación hidráulica, lo que ha permitido cubrir el 14% de la demanda frente al 9% en 2009. En el otro extremo se han situado los grupos de carbón y de ciclo combinado, que han acusado importantes disminuciones de producción respecto al periodo anterior del 34% y 17%, respectivamente.

## **RESULTADOS**

El resultado de explotación de la actividad de GNL en 2010 fue de 105 millones de euros, frente a los 61 millones negativos del ejercicio anterior. El EBITDA en 2010 se cifró en 277 millones de euros (150 millones en 2009).

La mejora de los resultados se explica fundamentalmente por unos mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL en 2010, que se vieron parcialmente compensados por los efectos derivados de la decisión de discontinuar el proyecto Persian LNG. En el ejercicio 2009, esta área generó un resultado de explotación negativo, cifra que incluía las pérdidas derivadas de resoluciones arbitrales adversas, como la emitida en el asunto Gassi Touil.

## **ACTIVOS Y PROYECTOS**

El año 2010 se caracterizó principalmente por la entrada en producción en junio de la planta de licuación Peru LNG, en Pampa Melchorita, en la que Repsol participa con un 20%, y de un gasoducto que se conectará con el ya existente en Ayacucho. Los otros socios en Peru LNG son Hunt Oil (50%), SK Energy (20%) y Marubeni (10%). El suministro de gas natural a la planta procede del consorcio Camisea, también participado por Repsol en un 10%.

La planta, con una capacidad nominal de 4,4 millones de toneladas/año, procesa 17 millones de metros cúbicos al día de gas. Cuenta con los dos mayores tanques de almacenamiento de Perú (con 130.000 metros cúbicos de capacidad cada uno de ellos) y una terminal marina de más de un kilómetro que recibe buques con capacidades de entre 90.000 y 173.000 metros cúbicos.

Además, el proyecto contempla la comercialización en exclusiva por parte de Repsol de toda la producción de la planta de licuación. El acuerdo de compraventa de gas suscrito con Peru LNG tiene una duración de 18 años desde su entrada en operación comercial y, por su volumen, se trata de la mayor adquisición de GNL realizada por Repsol en toda su historia.

En septiembre de 2007, Repsol se adjudicó la licitación pública internacional promovida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el suministro de GNL a la terminal de gas natural en el puerto de Manzanillo, en la costa mexicana del Pacífico. El contrato contempla el abastecimiento de GNL a la planta mexicana durante un período de 15 años por un volumen superior a los 67 bcm. La planta de Manzanillo, que suministrará gas a las centrales eléctricas de la CFE de la zona centro-occidental de México, se abastecerá del gas procedente de Peru LNG, estando prevista su puesta en marcha en el segundo semestre de 2011.

En junio de 2009 se produjo la entrada en producción de la planta de regasificación Canaport LNG, participada por Repsol (75%) e Irving Oil (25%). Se trata de la primera planta de regasificación de GNL de la costa este de Canadá. Ubicada en Saint John (New Brunswick) y con una capacidad inicial de suministro de 10 bcm/año (1.000 millones de pies cúbicos/día), esta terminal es una de las más grandes de Norteamérica y abastece a los mercados de la costa este de Canadá y del noreste de Estados Unidos. Repsol es el operador de la planta y suministra el GNL que alimenta a la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. El tercer tanque, que entró en operaciones en abril de 2010, permite recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento.

En 2010 se ha firmado con Qatargas un acuerdo plurianual de abastecimiento de GNL para la planta de Canaport LNG. Para el suministro se utilizarán buques Q-Flex y Q-Max, los de mayor tamaño del mundo, con capacidades de 210.000 y 260.000 metros cúbicos, respectivamente, siendo Canaport LNG una de las pocas plantas del mundo capaz de acoger este tipo de buques en su terminal. El acuerdo fortalece la posición de Repsol como suministrador fiable, diversificado y flexible de gas natural para los mercados de Canadá y el noreste de Estados Unidos.

Repsol está presente en el proyecto integrado de GNL de Trinidad y Tobago, en el que participa, junto con BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación Atlantic LNG. Su estratégica posición geográfica permite abastecer en condiciones económicas ventajosas a los mercados de la cuenca atlántica (Europa, Estados Unidos y Caribe).

Esta planta tiene en operación cuatro trenes de licuación con una capacidad conjunta de 15 millones de toneladas al año. La participación de Repsol es del 20% en el tren 1, del 25% en los trenes 2 y 3, y del 22,22% en el tren 4. Este último es uno de los mayores del mundo, con una capacidad de producción de 5,0 millones de toneladas/año. Además de participar en los trenes de licuación, Repsol desempeña un papel protagonista en el suministro de gas y es uno de los principales compradores de GNL.

En España, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L. (BBE). Esta sociedad tiene como activo una central eléctrica de ciclo combinado que cuenta con una potencia instalada de 800 MWe y su combustible principal es el gas natural procedente de BBG. La electricidad producida abastece a la red y se destina tanto al consumo doméstico como al comercial e industrial. Esta instalación, que está situada en el puerto de Bilbao, alcanzó en 2010 una disponibilidad del 83% y un factor de carga del 46%, ambos parámetros muy por debajo de los de 2009 por la gran parada programada de octubre de 2010, al haberse alcanzado las 48.000 horas de funcionamiento, y a la parada no programada posterior por problemas encontrados en dicha revisión. Adicionalmente, hay que considerar la menor generación de ciclos

durante el primer semestre del año por el aumento de generación renovable e hidráulica.

En 2010, Repsol ha vendido su participación del 25% en BBG; Enagás compró un 15%, y el Ente Vasco de la Energía (EVE) y un fondo de infraestructuras alemán un 5% cada uno. Esta sociedad tiene como activo una planta de regasificación con instalaciones de descarga de metaneros de hasta 140.000 metros cúbicos, dos tanques de almacenamiento de GNL de 150.000 metros cúbicos y capacidad de vaporización de 800.000 metros cúbicos normales por hora. Asimismo, se ha aprobado la ampliación con la construcción de un tercer tanque de 150.000 metros cúbicos y de la capacidad de regasificación en otros 400.000 metros cúbicos normales por hora.

En diciembre de 2007, Repsol y Gas Natural SDG firmaron un acuerdo de accionistas con Sonangol Gas Natural (Sonagas) para llevar a cabo trabajos de desarrollo de un proyecto integrado de gas en Angola. Esta iniciativa consiste en evaluar las reservas de gas para, posteriormente, acometer las inversiones necesarias para desarrollarlas y, en su caso, exportarlas en forma de gas natural licuado. De acuerdo con la planificación, Repsol y Gas Natural SDG, a través de la empresa Gas Natural West Africa (GNWA), han participado en los trabajos de exploración que en la actualidad desarrolla Sonagas, el operador del consorcio, en el que GNWA posee una participación del 20%, seguido de Sonagas (40%), ENI (20%), Galp (10%) y Exem (10%).

Como parte de los notables avances estructurales y legales, se ha establecido una sucursal en Luanda y se ha obtenido la concesión de gas y derechos mineros por parte del gobierno de Angola. El Decreto de Concesión fue aprobado por el Consejo de Ministros, ratificado por la Asamblea Nacional y publicado en la Gaceta Oficial del Estado. Asimismo, en julio de 2010 se ha firmado el contrato de servicios de riesgo.

Por otra parte, en enero 2011 ha finalizado la perforación del pozo Garoupa-2. Su evolución permitirá contrastar las expectativas de recursos de gas que posee el consorcio en dicho campo.

En Brasil, Repsol firmó en diciembre de 2009 su adhesión a una alianza en la que participan Petrobras (51,1%), BG (16,3%), Galp (16,3%) y Repsol (16,3%) que desarrolla estudios técnicos de ingeniería –Front End Engineering Design (FEED)– previos a la instalación de una planta de licuación flotante (Floating LNG) en los campos BSM-9 y BSM-11. Estos estudios sirven para evaluar la viabilidad técnica y económica de la citada planta de licuación flotante. Se están realizando en paralelo tres estudios con sendos consorcios distintos para reducir la incertidumbre técnica en un desarrollo pionero en la industria del GNL y para crear competencia entre varios contratistas y obtener así unos costes de desarrollo y construcción más óptimos. Además, los resultados de estos estudios se compararán con otras soluciones logísticas de extracción del gas del presalino brasileño, con el objetivo de seleccionar la mejor opción para la puesta en valor de estos recursos. Repsol tiene asegurada la opción de participar en la construcción de la planta, si finalmente se concluye que el proyecto es viable.

En mayo de 2010, Repsol notificó a National Iranian Oil Company (NIOC) y a Shell su intención de discontinuar su participación en el proyecto Persian LNG.



## **TRANSPORTE Y COMERCIALIZACIÓN DE GNL**

La sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), participada al 50% por ambas compañías, es una de las empresas líderes a nivel mundial en comercialización y transporte de GNL, y uno de los mayores operadores en la cuenca atlántica. Entre las misiones de esta compañía figura la optimización de la gestión de la flota de ambos socios, que asciende a 15 metaneros.

Repsol comercializó en 2010, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 6,7 bcm, un 49% más que en 2009, procedentes en su mayor parte de Trinidad y Tobago y de la nueva planta de licuación de Peru LNG, que se puso en marcha en junio de 2010. El destino principal de los cargamentos es España y Canaport LNG, si bien se han realizado ventas tanto en la cuenca atlántica (Europa y América) como en la pacífica.

En cuanto a la flota de metaneros, al cierre de 2010 Repsol es propietario de siete metaneros y otros dos en propiedad compartida al 50% con Gas Natural Fenosa, todos ellos bajo la modalidad de time charter, con una capacidad total de 1.248.630 metros cúbicos. Cuatro de estos metaneros han sido incorporados durante 2010, en relación con la puesta en marcha del proyecto Peru LNG, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS. Los cuatro buques tienen una capacidad nominal de aproximadamente 175.000 metros cúbicos de GNL cada uno e incorporan las últimas tecnologías existentes.

Adicionalmente, Repsol tiene arrendados otros dos metaneros durante 33 meses y suscribe asimismo otros arrendamientos puntuales de menor duración.

## **INVERSIONES**

El área de negocio de GNL invirtió en 2010 un total de 82 millones de euros, lo que supone un descenso del 34% respecto a los 125 millones de 2009. Esta cantidad se destinó principalmente a la construcción del tercer tanque de la terminal de regasificación Canaport LNG, así como a los proyectos de Floating LNG Brasil y Angola LNG.

## **DESINVERSIONES**

En julio de 2010, Repsol ha vendido su participación del 25% en BBG a Enagás y otros accionistas minoritarios por un importe de 31 millones de euros.

## ***DOWNSTREAM***

El negocio de Downstream del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, refino de petróleo, comercialización de productos petrolíferos y GLP, y producción y comercialización de productos químicos. La información que se facilita en este apartado no incluye las actividades de YPF. Para información relativa a las actividades de Downstream de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

## RESULTADOS

<b>Resultado de explotación</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2010 / 2009</b>
(millones de euros)			
Europa	1.182	800	48%
Resto del mundo	122	222	-45%
<b>Total</b>	<b>1.304</b>	<b>1.022</b>	<b>28%</b>

El resultado de explotación en el área de negocio de Downstream se cifró en 1.304 millones de euros, lo que supone un incremento del 28% respecto a los 1.022 millones del ejercicio 2009. Los factores más destacables en estos resultados son:

- Una recuperación de márgenes y volúmenes en el negocio químico.
- Un mejor resultado del negocio de refino debido al aumento del margen de refino de la compañía.
- Un buen comportamiento del negocio de marketing, con sólidos márgenes.
- El efecto de valorar los inventarios a coste medio, en lugar de a coste corriente de reposición (CCS) ascendió a 498 millones de euros en 2010, frente a los 367 millones de euros de 2009, debido al incremento del precio del crudo y sus productos derivados.

## REFINO

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 776.000 barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asfaltos Españoles S.A.). En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102.000 barriles de petróleo/día. Hasta el 14 de diciembre de 2010, fecha en que fue vendida esta participación, Repsol también poseía un 30% en la refinería Refap (Brasil), que dispone de una capacidad total de 190.000 barriles de petróleo/día.

### Entorno y actividad de refino

En 2010, la actividad y los resultados de la división de Refino siguieron estando muy influenciados por la crisis económica internacional. Durante 2009 se produjo una reducción de la demanda de productos petrolíferos, especialmente de los destilados medios, lo que debilitó notablemente sus diferenciales de precios con el crudo, erosionando los márgenes de refino. Asimismo, la menor demanda de productos petrolíferos condujo a una reducción de la oferta de crudos pesados, ya que los países productores maximizan la producción de crudos ligeros para compensar la reducción de ingresos. Esta menor disponibilidad de crudos pesados estrechó los diferenciales de crudos pesados y ligeros, presionando igualmente a la baja los márgenes de refino,

especialmente en aquellos esquemas de alta capacidad de conversión, como el de Repsol.

La Agencia Internacional de la Energía ha revisado al alza la demanda de productos petrolíferos en 2010, tras dos años (2008 y 2009) de continuas caídas. El incremento de demanda se produce fundamentalmente en países emergentes, con China e India a la cabeza. En los mercados europeos continuó la caída en 2010 y seguirá esta tendencia en 2011. Este comportamiento de la demanda en la zona OCDE ha provocado el cierre de refinerías poco competitivas en 2009 y 2010, o su transformación en instalaciones de almacenamiento.

El inicio de la recuperación de la demanda de productos petrolíferos a nivel global, que lleva asociado un incremento en la demanda de crudo, junto con la disminución de la capacidad de refino por cierre de refinerías, ha provocado una mejora de los diferenciales de crudos y productos ligeros-pesados en 2010 respecto al año anterior, que se ha traducido en una modesta recuperación de los márgenes de refino durante el ejercicio.

El índice de margen de refino en España se situó en 2010 en 2,5 dólares por barril, superior al de 2009 (1,3 dólares por barril), gracias a la mejora de los diferenciales anteriormente apuntada. En cuanto a Perú, el margen de refino anual se situó en 4,2 dólares por barril, frente a los 4,1 dólares por barril de 2009.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de las refinerías en las que Repsol tenía participación a 31 de diciembre de 2010:

	Destilación primaria (miles de barriles por día)	Índice de conversión (2) (%)	Lubricantes (miles de toneladas por año)
<b>Capacidad de refino (1)</b>			
<b>España</b>			
Cartagena	100	—	155
A Coruña	120	66	—
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	—
Bilbao	220	32	—
<b>Total Repsol (España)</b>	<b>776</b>	<b>43</b>	<b>265</b>
<b>Perú</b>			
La Pampilla	102	24	—
<b>Total Repsol</b>	<b>878</b>	<b>40</b>	<b>265</b>

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASES.

(2) Definido como el ratio entre capacidad equivalente de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado ("FCC") y la capacidad de destilación primaria.

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de Downstream procesaron 34,4 millones de toneladas de crudo, lo que representa un descenso del 2% respecto a 2009. La utilización media de la capacidad de refino fue del 73,6% en España, frente al 74,5% del año anterior. En Perú, el grado de utilización fue inferior al de 2009, pasando del 76,7% al 71,2% en 2010.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

<b>PRODUCCIÓN</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
<b>Materia prima procesada (1)(2)</b>		
Crudo	34.410	35.135
Otras materias primas	7.321	6.350
<b>Total</b>	<b>41.731</b>	<b>41.485</b>
<b>Producción de refino (2)</b>		
Destilados intermedios	18.668	18.922
Gasolina	9.084	7.090
Fuelóleo	6.081	6.230
GLP	1.166	956
Asfaltos (3)	1.478	1.768
Lubricantes	275	103
Otros (excepto petroquímica)	2.250	1.552
<b>Total</b>	<b>39.002</b>	<b>36.621</b>

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo, excepto Refap, que se presenta teniendo en cuenta el 30% de participación poseída por el Grupo en 2009 y 2010. El 14 de diciembre de 2010 dicha participación ha sido vendida.

(2) Miles de toneladas.

(3) Incluye el 50% de la producción de asfalto de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol y Cepsa. Repsol comercializa el 50% de los productos de ASESA.

A continuación, se muestra la procedencia de los crudos procesados en las refinerías del Grupo, así como las ventas de productos petrolíferos.

<b>ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Oriente Medio	22%	22%
Norte de África	19%	16%
África occidental	11%	10%
Latinoamérica	25%	27%
Europa	23%	25%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

## VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Miles de toneladas (1) (2)		
<b><u>Ventas por áreas geográficas</u></b>		
<b>Ventas en Europa</b>	<b>32.429</b>	<b>32.970</b>
<b>Marketing propio</b>	<b>20.963</b>	<b>21.169</b>
Productos ligeros	17.850	17.781
Otros productos	3.113	3.388
<b>Otras ventas</b>	<b>5.591</b>	<b>6.222</b>
Productos ligeros	3.889	4.320
Otros productos	1.702	1.902
<b>Exportaciones</b>	<b>5.875</b>	<b>5.579</b>
Productos ligeros	1.688	1.849
Otros productos	4.187	3.730
<b>Ventas resto del mundo</b>	<b>6.184</b>	<b>6.459</b>
<b>Marketing propio</b>	<b>1.822</b>	<b>1.854</b>
Productos ligeros	1.469	1.509
Otros productos	353	345
<b>Otras ventas</b>	<b>3.383</b>	<b>3.406</b>
Productos ligeros	2.517	2.443
Otros productos	866	963
<b>Exportaciones</b>	<b>979</b>	<b>1.199</b>
Productos ligeros	357	659
Otros productos	622	540
<b>Ventas totales</b>	<b>38.613</b>	<b>39.429</b>
<b><u>Ventas por canales de distribución</u></b>		
<b>Marketing propio</b>	<b>22.785</b>	<b>23.023</b>
Productos ligeros	19.319	19.290
Otros productos	3.466	3.733
<b>Otras ventas</b>	<b>8.974</b>	<b>9.628</b>
Productos ligeros	6.406	6.763
Otros productos	2.568	2.865
<b>Exportaciones</b>	<b>6.854</b>	<b>6.778</b>
Productos ligeros	2.045	2.508
Otros productos	4.809	4.270
<b>Ventas totales</b>	<b>38.613</b>	<b>39.429</b>

(1) Exportaciones: expresadas desde el país de origen.

(2) "Otras ventas" incluyen ventas a operadores y bunker.

Repsol continúa con su ambicioso plan de inversiones, que incrementará la capacidad de refino, aumentará el nivel de conversión y mejorará la seguridad, el impacto medioambiental y la eficiencia de sus instalaciones. A medio y largo plazo, la reactivación de la economía mundial, de la que se han dado signos positivos en 2010, y que se irá consolidando en 2011, según las previsiones de diversos organismos internacionales, garantiza la rentabilidad de los proyectos emprendidos por la compañía.

Este plan de inversiones tiene como proyectos clave la ampliación y aumento de conversión de la refinería de Cartagena, y el de aumento de conversión en la refinería de Petronor (URF). Durante 2010 se avanzó en el desarrollo de estos proyectos según

los planes establecidos, lo que, en ambos casos, permite mantener la previsión de puesta en marcha de las nuevas instalaciones en el tercer trimestre de 2011. Con estas inversiones, la capacidad de conversión de Refino España, medida como FCC equivalente, pasaría del 43% al 63%.

La ampliación de la refinería de Cartagena es una de las iniciativas clave del Horizonte 2014. La inversión prevista, que se estima en 3.262 millones de euros, convertirá este complejo en uno de los más modernos del mundo y duplicará su capacidad hasta los 220.000 barriles/día. El proyecto incluye, como unidades principales, un hydrocracker, un coker, unidades de destilación atmosférica y a vacío, y plantas de desulfuración e hidrógeno. Durante 2010 se consiguió un gran avance en el proyecto, conforme a lo planificado. Unas 6.000 personas trabajan en las obras, que se prevé que finalicen en 2011, con la puesta en marcha en el tercer trimestre del año. Una vez en operación, generará cerca de 700 puestos de trabajo. Este proyecto permitirá maximizar la producción de combustibles limpios para el transporte. Más del 50% de los productos del complejo serán destilados medios, lo que contribuirá a reducir de manera significativa el déficit de estos productos en España.

En el marco del plan de integración de personas con capacidades diferentes del Grupo Repsol, se ha marcado un objetivo de incorporación de alrededor de cien personas con discapacidad en los diversos complejos industriales. En esta línea, Repsol realizó en 2010 un estudio en el Complejo Industrial de Puertollano, en colaboración con FSC Inserta (Fundación Once), para evaluar sesenta puestos de trabajo que podrán ser ocupados por personas con discapacidad.

## **MARKETING**

A través de una estrategia plurimarca –con Repsol, Campsa y Petronor en España, y Repsol en el resto de los países donde está presente el área de Downstream–, la compañía comercializa su gama de productos mediante su amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales de productos petrolíferos (sin incluir GLP) disminuyeron un 2,2% en 2010 respecto al ejercicio anterior y se situaron en 38.613 miles de toneladas. Este descenso se debió a la contracción de la demanda, que fue especialmente acusada en España. En Europa se produjo un descenso del 1,6% y en el resto del mundo, del 4,3%.

En cuanto al marketing propio, las ventas de productos claros en España disminuyeron un 0,4%, mientras que en el resto de países se incrementaron un 5,3%.

A pesar de esta reducción de las ventas, el área de Marketing de Repsol consiguió gestionar de forma eficiente el margen de comercialización, tanto en el canal de estaciones de servicio como en las ventas directas dirigidas al consumidor final, aportando unos resultados relevantes, en línea con los del año anterior. Durante 2010 se continuó con una estricta política de control del riesgo de crédito, que tuvo su reflejo positivo en la cuenta de resultados de la división.

A finales de 2010, Repsol contaba con 4.447 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.600 puntos de venta, de los cuales el 72% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia (un total de 932 estaciones de servicio). En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (424), Italia (158) y Perú (265).

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de Downstream a 31 de diciembre de 2010 eran los siguientes:

<b>Puntos de venta</b>	<b>Controladas por Repsol <sup>(1)</sup></b>	<b>Abanderadas <sup>(2)</sup></b>	<b>Total</b>
España	2.583	1.017	3.600
Perú	116	149	265
Portugal	266	158	424
Italia	51	107	158
<b>Total</b>	<b>3.016</b>	<b>1.431</b>	<b>4.447</b>

(1) Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otro tipo de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.

(2) El término “abanderadas” se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (i) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (ii) dar su marca a la estación de servicio. En España, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol comercializa gasolina en España bajo las marcas Repsol, Campsa y Petronor, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2010:

<b>Marca</b>	<b>Puntos de venta</b>
Campsa	328
Repsol	2.932
Petronor	313
Blancas	27
<b>Total</b>	<b>3.600</b>

Repsol continuó implantando en 2010 los compromisos adquiridos con la UE en 2006, entre los que destaca la posibilidad de rescate del vínculo concedida a los titulares de derechos reales que, a su vez, sean arrendatarios de estaciones de servicio.

En 2010 se ha lanzado la tarjeta de pago REPSOL MÁXIMA, que proporciona un descuento del 2% en combustibles y del 5% en las tiendas de todas las estaciones de servicio de Repsol, Campsa y Petronor.

El crecimiento de la actividad internacional está permitiendo compensar la disminución de los mercados tradicionales. Por ejemplo, en el negocio de Lubricantes, Repsol ha alcanzado un acuerdo con el grupo industrial malayo UMV para la fabricación y distribución de lubricantes de Repsol en Malasia, China y otros países de la región.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol continuó impulsando proyectos de integración de personas con capacidades diferentes. A finales de 2010, la compañía empleaba a 246 personas discapacitadas en el área de Marketing, lo que supone un 3,5% de la plantilla.

## **GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)**

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP del mundo y la primera en España y Latinoamérica. Está presente en nueve países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2010 ascendieron a 3.108 miles de toneladas, lo que supone un incremento del 3,8% respecto a 2009. Por su parte, las ventas totales en España

aumentaron un 0,9% en comparación con el ejercicio anterior. En España, Repsol distribuye GLP envasado, a granel y canalizado por redes de distribución colectiva, y cuenta con cerca de 10 millones de clientes de envasado a los que suministra a través de una red de 243 agencias distribuidoras. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las ventas de envasado representaron el 61% en 2010.

<b>Volumen de ventas de GLP</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
(miles de toneladas)		
España	1.503	1.489
Latinoamérica	1.428	1.316
Argentina	332	303
Bolivia	10	10
Chile	199	200
Perú	497	411
Ecuador	368	372
Otros <sup>(1)</sup>	22	20
Resto del mundo	177	187
<b>Total</b>	<b>3.108</b>	<b>2.993</b>
<b>Volumen de ventas de GLP</b>		
Envasado	1.761	1.770
A granel, canalizado y otros <sup>(2)</sup>	1.347	1.222
<b>Total</b>	<b>3.108</b>	<b>2.993</b>

(1) Brasil

(2) Incluye ventas al mercado de automoción, de operadores de GLP y otros.

Los márgenes comerciales del GLP en 2010 fueron inferiores a los del año anterior, fundamentalmente en el canal de envasado en España y debido a la modificación del sistema de determinación de los precios ordenado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en septiembre de 2009. En la nueva fórmula, el precio que se aplica en un trimestre depende en un 25% de los precios internacionales del trimestre inmediatamente anterior y en un 75% del precio máximo que ha estado vigente en ese trimestre que concluye. El cambio de fórmula tuvo un impacto negativo en los resultados del cuarto trimestre de 2009 y en todo el año 2010; de continuar el crecimiento de los precios internacionales del GLP, o de mantenerse en los niveles actuales, también lo tendrá en 2011.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado y a granel al cliente final y suministra a otros operadores. En 2010 alcanzó unas ventas de 162.000 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado del 21%.

En Latinoamérica, Repsol es líder en distribución de GLP en Argentina, Ecuador, Perú y Chile. En el mercado minorista de Argentina comercializa GLP envasado y a granel en los mercados doméstico, comercial e industrial, con unas ventas de 332.000 toneladas.

Entre el 28 de septiembre y el 1 de octubre de 2010 se celebraron en Madrid el Congreso Mundial de GLP, el Congreso Anual de la Asociación Europea de GLP y el Congreso Anual de la Asociación Iberoamericana de GLP, en los que Repsol tuvo una participación muy activa. En dichos eventos se puso de manifiesto la importancia del GLP en la lucha contra el cambio climático y en la mejora de la calidad del aire, así como su papel como combustible sostenible destinado a liderar las energías alternativas.



Repsol está desarrollando en los últimos años varios programas de investigación, desarrollo e innovación centrados en el GLP como carburante y combustible alternativo. Como ejemplos, cabe mencionar la aplicación SolarGas, un sistema de abastecimiento energético integral de vanguardia, que combina la energía solar con el GLP para proporcionar agua caliente a hogares y empresas de manera sostenible y económica, con muy bajas emisiones de CO<sub>2</sub>; la aplicación Autogas, donde el GLP es utilizado como carburante de automoción proporcionando ventajas medioambientales por las menores emisiones comparado con otros combustibles habituales; y nuevas aplicaciones en agricultura, pesca, desarrollo de productos y servicios como el Easy Gas de Portugal.

## QUÍMICA

La actividad química, adscrita a la división de Downstream, produce y comercializa una amplia variedad de productos, abarcando desde la petroquímica básica hasta la derivada. Comercializa sus productos en más de 90 países y lidera el mercado en la Península Ibérica.

La producción se concentra en tres complejos petroquímicos, situados en Sines (Portugal) y en Puertollano y Tarragona (España), en los que existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, así como con las actividades de refino. Repsol cuenta también con diferentes compañías subsidiarias y filiales, a través de las cuales dispone de plantas dedicadas a la fabricación de derivados del estireno, especialidades químicas y caucho sintético, éste último a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España y México.

El resultado de explotación de la actividad química adscrita a la división de Downstream en 2010 experimentó una notable mejora respecto al año anterior, volviendo a valores positivos. La mejor situación, tanto en lo referente a la demanda como a los márgenes y la implantación de fuertes medidas de reducción de costes, optimización y ajustes de la producción en las plantas, permitieron revertir la situación de pérdidas de 2008 y 2009, aunque el negocio continúa en un ciclo bajo.

Las ventas a terceros en 2010 ascendieron a 2,6 millones de toneladas, frente a los 2,3 millones de toneladas de 2009, lo que supone un incremento del 13,5%.

Como muestra de la integración eficiente con la actividad de refino, Repsol adquirió en junio la sociedad Neste Oil Portugal, propietaria de la planta de etil ter-butil éter (ETBE) ubicada en el complejo en Sines, con una capacidad de producción de 50.000 toneladas anuales.

En diciembre, Dynasol, filial del Grupo Repsol, ha firmado un acuerdo con la sociedad china Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry (Xing'an) por el que ambas compañías constituirán una empresa conjunta para fabricar y comercializar caucho sintético en China. La construcción de esta nueva planta aumentará la capacidad de producción de Dynasol en un 50 %, convirtiéndole en un productor global con plantas en Europa, América y Asia.

Adicionalmente, durante 2010 han continuado los trabajos de ampliación del cracker de Tarragona, que han permitido alcanzar una capacidad de 702.000 toneladas anuales de etileno. El resto de las inversiones se han destinado principalmente a la mejora y optimización de los activos existentes, a mejoras en la eficiencia, a la reducción de costes y a la mejora de los estándares de calidad, seguridad y medio ambiente.

<b>MAGNITUDES OPERATIVAS (Química)</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2010/2009 (% variación)</b>
<b>Capacidad</b>			
(Miles de toneladas)			
Petroquímica básica	2.808	2.679	4,8
Petroquímica derivada	<u>2.933</u>	<u>2.933</u>	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>5.741</b>	<b>5.612</b>	<b>2,3</b>
<b>Ventas por productos</b>			
(Miles de toneladas)			
Petroquímica básica	874	567	54,2
Petroquímica derivada	<u>1.744</u>	<u>1.739</u>	0,3
<b>TOTAL</b>	<b>2.618</b>	<b>2.306</b>	<b>13,5</b>
<b>Ventas por mercados</b>			
(Miles de toneladas)			
Europa	2.263	2.000	13,2
Resto del mundo	<u>355</u>	<u>306</u>	16,0
<b>TOTAL</b>	<b>2.618</b>	<b>2.306</b>	<b>13,5</b>

La tabla que sigue muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos dentro del negocio de Downstream, principalmente en Europa, a 31 de diciembre de 2010.

<b>CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN</b>	<b>Total</b>
(miles de toneladas)	
<b>Productos petroquímicos básicos</b>	
Etileno .....	1.362
Propileno .....	904
Butadieno .....	202
Benceno .....	290
Etil ter-butil éter .....	50
<b>Derivados petroquímicos</b>	
Poliolefinas	
Poliétileno <sup>(1)</sup> .....	875
Polipropileno .....	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero .....	1.189
Acrilonitrilo/Metil metacrilato .....	166
Caucho <sup>(2)</sup> .....	115
Otros <sup>(3)</sup> .....	69

(1) Incluye los copolímeros de etilén vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA).

(2) Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción situada en México.

(3) Incluye derivados del estireno y especialidades.

## **NUEVAS ENERGÍAS**

En 2010 y adscrita a la Dirección General de Downstream, se creó la Unidad de Negocio de Nuevas Energías para impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado y menos intensivo en emisiones de dióxido de carbono.

La Unidad de Negocio de Nuevas Energías de Repsol se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas de negocio en ámbitos como la bioenergía y las energías renovables aplicadas al transporte y a otras áreas que puedan presentar sinergias con los actuales negocios de Repsol y con los entornos geográficos en los que opera. También desarrolla nuevos negocios relacionados con la reducción de emisiones de dióxido de carbono y los mercados del carbono, entre los que destaca la captura y almacenamiento del mismo.

En este contexto, el 4 de agosto de 2010, Repsol anunció la adquisición del 20% de AlgaEnergy, compañía líder en la investigación en microalgas. El acuerdo complementa y fortalece las líneas de investigación de Repsol en el uso de microalgas para la producción de biocombustibles de segunda generación, y su entrada en el capital de AlgaEnergy acelera y diversifica su estrategia en I+D+i en este campo. Con esta participación, Repsol toma parte en un proyecto empresarial con base tecnológica y de elevada calidad científica, para la selección, mejora, cultivo y comercialización de diferentes productos derivados de las microalgas, incluida la captura y fijación de dióxido de carbono, y la obtención de materias primas para la producción de biocombustibles. Paralelamente, Repsol continuará con el desarrollo de otras líneas de investigación en este mismo campo.

El 16 de septiembre, Repsol firmó el acuerdo de compra del 47% de Orisol, compañía internacional promotora de proyectos de energías renovables, que cuenta con un equipo profesional de reconocido prestigio en el sector.

El 13 de octubre, Repsol y el Ente Vasco de Energía (EVE) anunciaron la creación de la sociedad IBIL, gestor de carga de vehículo eléctrico. Participada al 50% por Repsol y el EVE, tiene su sede en Bilbao y su misión consiste en el desarrollo de red de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos y la comercialización de servicios de recarga (electricidad y de valor añadido) en los ámbitos vinculado y público; aspira a convertirse en líder en Euskadi en número de puntos de recarga en el ámbito público y referente tecnológico en el mercado en tecnologías de recarga de vehículos eléctricos.

El 28 de octubre, Repsol y el grupo mexicano KUO suscribieron la creación de una empresa conjunta, denominada KUOSOL, dedicada al desarrollo de bioenergía a partir del cultivo de jatrofa curcas, una oleaginosa de elevado contenido en aceite no comestible. KUOSOL estará constituida por Repsol (50%) y grupo KUO (50%), su sede estará en México y contará una inversión total estimada en 80 millones de dólares. Sus actividades incluyen desde la producción agrícola hasta la instalación industrial, y su objetivo es el aprovechamiento integral de la biomasa de plantaciones de jatrofa curcas, la producción de aceite como materia prima para biocombustibles y la generación de bioenergía, con elevados criterios de sostenibilidad.

## **INVERSIONES**

En el área de Downstream, las inversiones ascendieron a 1.613 millones de euros, frente a los 1.649 millones del ejercicio anterior, lo que representa un descenso del 2%. La mayor parte de esta cantidad se destinó a los proyectos de refino en curso, especialmente en España, y a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad

de los carburantes, así como de la seguridad y del medio ambiente, descritas en los epígrafes anteriores.

## **DESINVERSIONES**

El 25 de marzo de 2010, Repsol, Petronor y BBK firmaron un acuerdo mediante el cual BBK adquirió un paquete accionario de un 5% en CLH que Repsol poseía de manera indirecta a través de Petronor. El precio de venta ascendió a 145 millones de euros. Repsol reduce así su participación en CLH al 10% y mantiene abierto un proceso competitivo para desinvertir otro 5% en la compañía logística.

En diciembre de 2010, Repsol ha vendido a Petrobras su participación del 30% en la sociedad Refinería Alberto Pasqualini (Refap), situada en el estado brasileño de Rio Grande do Sul, por un importe de 350 millones de dólares (261 millones de euros). Con este acuerdo, Repsol culmina el proceso de venta de activos de Downstream no integrados en Latinoamérica, iniciado en 2007.

## **YPF**

Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa del Grupo Repsol, se informa de forma independiente de las actividades integradas de la cadena de valor (exploración, producción, refino, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF y sus filiales. En esencia, la gran mayoría de las operaciones, propiedades y clientes de YPF están en Argentina.

En abril de 2010 se presentaron las líneas estratégicas de la compañía para el periodo 2010-2014, bajo el título "YPF, un proyecto de futuro". Se trata de un plan de acción basado en valores e ideas como la eficiencia, la calidad, la seguridad, la responsabilidad, la austeridad, el compromiso y la rentabilidad.

En el plan de acción que sustenta esta estrategia destaca el Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014, que se presentó a finales de 2009 ante la Presidenta de Argentina, Cristina Fernández de Kirchner, y otras autoridades. La meta principal del programa consiste en obtener información de la totalidad de los bloques exploratorios que aún no han sido asignados por el gobierno argentino o las provincias a ninguna compañía y que podrían contener reservas de petróleo y gas. A través de este programa se plantea también la mejora del factor de recuperación de petróleo mediante la aplicación de nuevas tecnologías y el desarrollo de proyectos de gas no convencional, como *shale oil*, *tight gas* y *shale gas*. En el marco de este programa, se han firmado acuerdos con 12 provincias, aunque el objetivo de este proyecto es abarcar todo el país.

## **RESULTADOS**

El resultado de explotación de YPF alcanzó los 1.453 millones de euros en 2010, lo que representa un incremento del 42,3% respecto a los 1.021 millones del ejercicio anterior.

El aumento es consecuencia de la aproximación de los precios de los combustibles en las estaciones de servicio a las paridades internacionales en dólares, así como de las mayores cotizaciones internacionales de los productos, que impactan tanto en los ingresos derivados de las exportaciones (como el fuelóleo o los productos petroquímicos), así como en los provenientes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno argentino, su precio está relacionado con la cotización internacional, como petroquímicos, combustible de aviación y GLP.

La producción promedio anual fue de 541 kbep/día, frente a los 572 de 2009, lo que representa una disminución del 5,4%. El descenso ha sido del 7,9% en gas, y del 3,2% en la producción de líquidos, siendo en crudo de 1,6%. El menor descenso experimentado en la producción de crudo es consecuencia del esfuerzo inversor como respuesta al programa Petróleo Plus.

## INVERSIONES

Las inversiones alcanzaron los 1.548 millones de euros, frente a los 956 millones del ejercicio anterior. Cerca del 70% del desembolso en 2010 se destinó a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos, y casi un 27% se destinó a proyectos de modernización del aparato productivo de refino y química.

## UPSTREAM

Es el área de negocio que explora, explota y produce hidrocarburos, principalmente en todo el territorio de Argentina, como fuente de abastecimiento del resto de la cadena de valor de la compañía. En Argentina cuenta con 26 bloques exploratorios onshore y offshore, con una superficie de más de 110.000 kilómetros cuadrados, operando directamente o bien asociado en 91 áreas productivas situadas en las cuencas Neuquina, Golfo de San Jorge, Cuyana, Noroeste y Austral. También tiene actividad en Estados Unidos y Guyana, a través de YPF Internacional.

### Actividad de exploración y desarrollo

Las siguientes tablas muestran el número de pozos exploratorios perforados productivos y secos, y de pozos en evaluación por área geográfica durante 2009 y 2010:

	A 31 de diciembre de 2010 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	6	6	8	6	-	-	14	12
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>12</b>

	A 31 de diciembre de 2009 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	3	1	14	8	-	-	17	9
Estados Unidos	-	-	1	*	-	-	1	*
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>15</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>18</b>	<b>9</b>

(1) Un pozo bruto es aquel en el que YPF es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

\* Menos de un pozo exploratorio.

Las siguientes tablas muestran el número de pozos de desarrollo perforados, tanto positivos como negativos por área geográfica durante 2009 y 2010:

	A 31 de Diciembre de 2010 (1)					
	Positivos		Negativos		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	709	616	8	7	717	623
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>709</b>	<b>616</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>717</b>	<b>623</b>

	A 31 de diciembre de 2009 (1)					
	Positivos		Negativos		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	494	402	18	18	512	420
Estados Unidos	1	*	-	-	1	*
<b>Total</b>	<b>495</b>	<b>402</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>513</b>	<b>420</b>

(1) Un pozo bruto es aquel en el que YPF es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

\* Menos de un pozo exploratorio.

## Dominio minero

La siguiente tabla muestra información del dominio minero desarrollado y no desarrollado de YPF por área geográfica a 31 de diciembre de 2010:

(km <sup>2</sup> )	31 de diciembre de 2010			
	Desarrollado (1)		No desarrollado (2)	
	Bruto (3)	Neto (4)	Bruto (3)	Neto (4)
Argentina	4.603	3.264	143.988	72.033
Guyana	-	-	8.400	2.520
Estados Unidos	117	16	1.161	672
<b>Total</b>	<b>4.720</b>	<b>3.280</b>	<b>153.550</b>	<b>75.224</b>

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos.

(2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero tanto de explotación como de exploración.

(3) Se considera el dominio minero bruto aquel presentado sin tener en cuenta el porcentaje de participación de YPF en el mismo.

(4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

## DESCUBRIMIENTOS

En diciembre de 2010, se ha confirmado un importante descubrimiento de gas natural no convencional (*shale gas*) realizado en la cuenca de Neuquén; el volumen de este significativo descubrimiento se encuentra en evaluación. En la misma cuenca se ha realizado un importante descubrimiento de *shale oil* en la formación Quintuco con el pozo PSG x2, actualmente en producción. También en esta cuenca, al sur del área Loma La Lata, después de haber realizado 4 pozos exploratorios de *tight gas*, se ha verificado la existencia de gas no convencional con un volumen estimado de aproximadamente 4,5 TCF. Estos descubrimientos se inscriben dentro del Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014 y se suman a otros proyectos exploratorios realizados en la cuenca de Neuquén, que han revelado indicios de un notable potencial de gas no convencional en dicha cuenca.

YPF ha firmado un acuerdo con la compañía minera Vale do Rio Doce para el desarrollo de un suministro de aproximadamente 1,6 millones de metros cúbicos/día de gas proveniente de la formación Lajas (Neuquén) para abastecer el proyecto minero en Mendoza. En la primera fase, Vale invertirá hasta 150 millones de dólares en sísmica 3D, perforación de pozos y en la construcción de un gasoducto, una vez realizadas estas inversiones YPF comenzará a participar del 50% del resto de inversiones. La firma de este contrato abre las puertas al primer desarrollo masivo de *tight gas* en Argentina.

## PRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos de YPF durante 2010 fue de 197,4 Mbep, un 5,4% inferior a la de 2009. La producción de líquidos ha ascendido a 107,3 Mbbl, siendo la de crudos de 88,1 Mbbl, y la de gas a 90,1 Mbep. Los paros gremiales y la menor demanda de gas recortaron la producción en 4,8 Mbep. En el descenso influyó el declino natural de los campos, dada su madurez. En crudo prácticamente se ha revertido el declino a través del esfuerzo inversor como respuesta al programa Petróleo Plus.

Como resultado de la actividad, con foco en la mejora del factor de recuperación, la producción de crudo en 2010 fue un 1,6% menor a la de 2009, revirtiendo así la tendencia de declinación histórica del 5%.

Los incentivos obtenidos a través del programa Petróleo Plus están ayudando al sostenimiento de la producción. En el marco del programa de incentivo Gas Plus, destinado a incentivar la producción de gas, YPF obtuvo durante el ejercicio la aprobación de los proyectos "Rincón del Mangrullo" y "Precuyano - Cupen Mahuida". En las áreas en asociación, se consiguió asimismo la aprobación de los proyectos Gas Plus en Aguada Pichana y en Lindero Atravesado.

La siguiente tabla muestra la producción total de crudo y gas natural de YPF:

	2010			2009		
	Líquidos (Mbbl)	Gas (bcf)	Total (Mbep)	Líquidos (Mbbl)	Gas (bcf)	Total (Mbep)
Argentina.....	107	505	197	110	549	208
Estados Unidos.....	1	1	1	1	1	1
<b>Total producción neta.....</b>	<b>107</b>	<b>506</b>	<b>197</b>	<b>111</b>	<b>550</b>	<b>209</b>

La siguiente tabla muestra el número de pozos productivos por área geográfica a 31 de diciembre de 2010:

	A 31 de diciembre de 2010 <sup>(1)</sup>					
	Crudo <sup>(2)</sup>			Gas <sup>(3)</sup>		
	Bruto		Neto	Bruto		Neto
Argentina	11.036		9.378	831		542
Estados Unidos	7		1	-		-
<b>Total</b>	<b>11.043</b>		<b>9.379</b>	<b>831</b>		<b>542</b>

	A 31 de diciembre de 2009 <sup>(1)</sup>					
	Crudo <sup>(2)</sup>			Gas <sup>(3)</sup>		
	Bruto		Neto	Bruto		Neto
Argentina	11.151		9.597	785		505
Estados Unidos	7		1	-		-
<b>Total</b>	<b>11.158</b>		<b>9.598</b>	<b>785</b>		<b>505</b>

- (1) Un pozo bruto es aquel en el que YPF tiene un porcentaje de participación. Un pozo neto existe cuando la suma de los porcentajes de participación en varios pozos es igual a 100%. El número de pozos netos es la suma de las participaciones en los pozos brutos expresados en números enteros y fracciones de números enteros.
- (2) Pozos brutos y netos incluyen 1 pozo con múltiples terminaciones.
- (3) Pozos brutos y netos incluyen 3 pozos con múltiples terminaciones.

## RESERVAS

Al cierre de 2010, las reservas probadas de YPF, estimadas de acuerdo con la normativa de la SEC, ascendían a 992 Mbep, de los cuales 532 Mbep (54%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 460 Mbep (46%), a gas natural.

La evolución de las reservas de la compañía fue positiva, lográndose por primera vez en más de 10 años conseguir un reemplazo de reservas de petróleo del 100%. Esto se logró con la incorporación de 88 millones de barriles de petróleo.

## ACTIVIDAD

Actividad presente de YPF por área geográfica						
	A 31 de diciembre de 2010					
	Dominio minero (1)				Nº de pozos exploratorios en perforación (3)	
	Nº de bloques		Área neta (km <sup>2</sup> )(2)			
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
Argentina	91	26	26.444	48.852	3	3
Guyana	-	-	-	2.520	-	-
Estados Unidos	5	50	16	672	-	-
<b>Total</b>	<b>96</b>	<b>76</b>	<b>26.461</b>	<b>52.043</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

(1) Operado y no operado por YPF.

(2) El dominio minero bruto es la extensión de un área en la que YPF tiene un porcentaje de participación. El dominio minero neto es la suma de las participaciones en el dominio bruto.



- (3) Un pozo bruto es un pozo en el que YPF tiene un porcentaje de participación. Un pozo neto existe cuando la suma de los porcentajes de participación en varios pozos es igual a 100%. El número de pozos netos es la suma de las participaciones en los pozos brutos expresados en números enteros y fracciones de números enteros.

## **Argentina**

La actividad exploratoria en Argentina tuvo dos grandes focos en 2010:

### **► Offshore**

Aguas poco profundas: En 2009 finalizó la campaña de exploración del offshore poco profundo, donde todos los pozos perforados fueron abandonados por ser improductivos o no rentables. A partir de los resultados obtenidos en esta campaña de perforación, se decidió devolver el bloque GSJM-1 y parte del bloque E2, y en la actualidad YPF está reevaluando el área remanente, en busca de oportunidades para nuevos pozos exploratorios.

Aguas profundas: YPF es actualmente el operador de cuatro bloques:

- CAA40 y CAA46, en la cuenca de Malvinas (Argentina), a una profundidad de 480 metros. YPF posee una participación del 33,5%. El proyecto prevé el inicio de la perforación en el primer trimestre de 2011.
- Bloque E1, en la cuenca Colorado (Argentina), a una profundidad de 1.600 metros, que se encuentra en la etapa inicial de planificación de pozos. YPF posee una participación del 35%.
- Área 3, en la cuenca de Punta del Este (Uruguay), donde YPF posee una participación del 40%.

YPF también participa con un 30% en el bloque E3 de la cuenca Colorado. Adicionalmente, YPF participa con un 40% en el bloque Área 4, situado en la cuenca de Punta del Este. En estos dos bloques el operador es uno de los socios.

### **► Onshore**

Las actividades de exploración han continuado en áreas cercanas a los bloques productivos. Asimismo, la actividad exploratoria ha avanzado en seis líneas de actuación adicionales:

- Shale gas: La actividad del proyecto de *shale gas* se inició hacia finales de 2009 con el pozo PSG x-2, en el bloque Loma La Lata (LLL). Este pozo exploratorio dio lugar a un hallazgo de petróleo en la Formación Quintuco. Sin embargo, no alcanzó la formación Vaca Muerta. Este pozo fue seguido por otros cinco pozos. El LLLK.x-1 (Loma La Lata Karst.x-1, en el bloque LLL) ha sido perforado y terminado en la Formación Vaca Muerta, resultando descubridor de gas rico y condensado. Otro pozo en Vaca Muerta, el LLL-479 (Loma La Lata-479, en el mismo bloque), ha sido perforado y terminado, hallándose petróleo y gas. El LLL-482 ha sido perforado y está produciendo petróleo y gas desde el mismo intervalo. El pozo LLL.x-475 se ha perforado y será completado a principios de 2011. Por último, un pozo horizontal, el LLLK.x-2c, está siendo perforado cerca del pozo LLLK.x-1 para probar la productividad en un pozo horizontal.

En este ámbito, se pretende continuar con una intensa actividad exploratoria durante 2011, que incluye varios pozos cuyo objetivo primordial es determinar el potencial de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional de

gas y crudo (*shale gas y shale oil*) en diferentes bloques de la cuenca Neuquina.

- Shale oil: A finales de octubre de 2010 comenzó la perforación del primer pozo de *shale oil* de Argentina (SOil.x-1, en el bloque Loma Campana), que se espera completar en 2011. Este es el primer pozo de un total de tres proyectados en este bloque, incluyendo dos pozos verticales y uno horizontal. El objetivo de este proyecto, como se menciona anteriormente, es probar la productividad de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional de hidrocarburos líquidos, usando tecnología puntera como microsísmica y estimulación hidráulica masiva.
- Formación Quintuco: Se continuó con los nuevos enfoques exploratorios desarrollados en estos reservorios tradicionales. Durante 2010 se perforaron cinco pozos descubridores: PSG x-2, La Caverna x-5, Loma Campana a-3, Los Gusanos x-1 y Los Gusanos x-2, y uno negativo (La Caverna x-3) en el bloque Bandurria. La compañía planea continuar con esta actividad exploratoria perforando cinco pozos adicionales en 2011.
- Liásico Inferior: En 2010 se lanzó una nueva campaña exploratoria en bloques maduros y se han registrado 55 kilómetros de sísmica 2D en el bloque Valle del Río Grande, en el que YPF tiene una participación del 100%.
- Ramos xp-1012: la Unión Temporal de Empresas (UTE) Ramos, operada por Pluspetrol Energy y participada por YPF en un 42%, completó la etapa de perforación durante 2009, alcanzando una profundidad final de 5.826 metros. Durante 2010 se han evaluado las formaciones Tarija y Tupambi, en el bloque inferior del campo, que han resultado negativas. En la actualidad se está evaluando la formación Santa Rosa.
- Áreas fronterizas: En 2010 se han registrado 386 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en el bloque Los Tordillos Oeste, en Mendoza, en sociedad con Oxy, que tiene un 50% de participación. Durante el primer trimestre de 2011, se iniciarán dos pozos en los bloques Tamberías (provincia de San Juan) y Gan Gan (provincia del Chubut), en este último caso en sociedad con Wintershall. En noviembre de 2010 se ha solicitado el segundo período de exploración en el bloque Bolsón del Oeste (provincia de La Rioja), en el que se adquirió el compromiso de registrar 200 kilómetros de sísmica 2D y de perforar un pozo. En el bloque Río Barrancas finalizó la perforación del pozo Quebrada Butaco x-1, con una profundidad de 2.374 metros, cuyo resultado ha sido negativo. Se adquirieron un total de 580 kilómetros de sísmica 3D, 500 kilómetros de sísmica 2D, 4.100 kilómetros de gravimetría terrestre y magnetometría.

En 2010, YPF ha completado 14 pozos exploratorios en Argentina (8 de ellos operados, 7 de ellos ubicados en la cuenca Neuquina y uno en la cuenca Noroeste). De este total, seis fueron pozos descubridores (todos operados por YPF). La inversión total en exploración en Argentina ascendió aproximadamente a 102 millones de dólares.

En cuanto a la actividad de desarrollo de yacimientos, se perforaron 742 pozos de desarrollo, que junto con las actividades de secundaria, reparación e infraestructuras, supusieron una inversión total en desarrollo de 1.222 millones de dólares. El tiempo total de construcción de pozos se redujo un 1% respecto al año 2009, con lo que la mejora acumulada desde 2008 es del 16%. Esta eficiencia de tiempos, junto con el ahorro de costes en diferentes etapas del proceso, permitió incrementar la actividad en más de un 39% en relación al año 2009.

Durante 2010, YPF continuó avanzando en la mejora de sus instalaciones y en la optimización de la producción de petróleo y gas. Con la sexta etapa del proyecto de compresión a baja presión en el yacimiento Loma La Lata, se obtuvo una producción de gas y presión en boca de pozo por encima de los pronósticos iniciales. Se llevaron

a cabo nuevas simulaciones de reservorios e instalaciones, a fin de continuar en 2011 con la optimización de la capacidad de compresión y de las instalaciones de superficie.

Las iniciativas clave de YPF correspondientes a la mejora en activos productivos incluyen:

- El proyecto de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG, *Water Alternating Gas*) en Chihuido de la Sierra Negra, que ha finalizado y ha permitido concluir que una expansión no era económicamente factible. Los proyectos actuales están focalizados en la evaluación de las oportunidades de recuperación mejorada de crudo a través de métodos químicos (SP –*Surfactant Polymer*). Los trabajos de desarrollo y delineación se llevaron a cabo en Manantiales Behr, Cañadón Yatel, Barranca Baya, Desfiladero Bayo, Señal Picada y Cañadón Amarillo.
- Un proyecto piloto para evaluar las oportunidades de *tight gas* en la formación Las Lajas, en el área Cupen Mahuida. Mediante modelos de simulación, la compañía está realizando trabajos significativos por área para optimizar el factor de recuperación secundaria en Chihuido de la Sierra Negra, Los Perales y Cañadón Seco-Cañadón León.
- Un programa de evaluación dentro del yacimiento El Medanita (100% de YPF), que se ha implementado en los dos últimos ejercicios, especialmente en 2010, con el objetivo de analizar el potencial remanente del campo. Se han perforado 32 pozos para llevar a cabo un proyecto piloto de inyección de agua *infill* y 57 pozos de delineación dentro de la denominada Área Sur. Por el momento, los resultados parciales son esperanzadores. En 2011 se planea iniciar el nuevo desarrollo masivo del yacimiento y continuar con otro proyecto piloto de evaluación.
- Durante 2010 se han puesto en marcha en Santa Cruz diez proyectos de desarrollo integrales distribuidos en cuatro áreas de desarrollo: Las Heras, El Guadal, Los Perales y Cañadón Seco, formando una cartera de 82 proyectos. Los principales son Cerro Grande, Maurek, Seco León y Los Perales. Se han perforado 161 pozos en el marco de estos proyectos, alcanzando una inversión total estimada de casi 300 millones de dólares, incluidos sus recursos asociados. El objetivo principal de estos proyectos es obtener un desarrollo integral de las zonas mediante la construcción de nuevos pozos, la implementación de nuevos proyectos de recuperación mejorada de petróleo y el apoyo al desarrollo de instalaciones en la superficie de referencia. En 2011, estos proyectos continuarán su aplicación de acuerdo con las inversiones previstas.

En 2010, se ha iniciado el proceso de extensión de las concesiones situadas en las provincias de Mendoza, Santa Cruz, Río Negro y Tierra del Fuego (en esta última, con bloques en asociación con las empresas filiales de Apache Energía Argentina S.R.L, como socio no operador, la negociación de la extensión la lleva adelante el operador). Las autoridades han procedido a convocar a las empresas interesadas a negociar la mencionada extensión a través de la Convocatoria Pública N° 1268/10/907 en Mendoza, donde YPF ha notificado a la provincia su interés por renovar las áreas y ha presentado la documentación histórica correspondiente.

### **Áreas no operadas**

En el bloque CNQ 7A, operado por Petro Andina Resources Argentina SA (PAR), en el que YPF tiene una participación del 50%, se completó la delineación de los reservorios

de El Corcobo Norte, Jagüel Casa de Piedra, Cerro Huanuni Sur y Puesto Pinto, y se ha iniciado su desarrollo. El proyecto piloto de inyección de agua en Cerro Huanuni Sur ha finalizado con buenos resultados.

Se perforaron los pozos exploratorios Lo-x-1 y Lo-x-2. El primero se encuentra en evaluación y el Lo-x-2 está en espera de terminación.

En septiembre de 2010 ocurrió un incidente en la plataforma AM-2 del yacimiento Magallanes, operado por Sipetrol y ubicado en offshore, en el Estrecho de Magallanes. No hubo daños medioambientales, ni lesiones graves. A raíz de este siniestro, el campo estuvo fuera de producción hasta diciembre de 2010, y su producción estará completamente normalizada durante el primer semestre de 2011.

En el área Tierra del Fuego, operada por Apache Corp. y en la que YPF cuenta con una participación del 30%, se ha llevado a cabo actividad exploratoria en campos maduros. La interpretación de la sísmica 3D suministró herramientas para la generación de diversos proyectos de perforación, principalmente en el área sur del bloque. Durante 2010 se llevaron a cabo los proyectos Bajo Guadaloso (BGO-x-2001 y BGO-a-2002), Entre Lagos (EL-x-2001) y Bodega (BO-x-2001), en el área Los Chorrillos, resultando exitosos los dos primeros. La estrategia del operador es continuar con la actividad exploratoria en pequeñas estructuras geológicas en Los Chorrillos e iniciar actividades en el extremo sur, denominado sección Uribe.

## **Gas natural**

Las ventas de gas natural de YPF se cifraron en 13.959 millones de metros cúbicos en 2010, lo que representa un descenso aproximado del 12% respecto a los volúmenes comercializados en 2009. La disminución más relevante de las ventas se notó sobre todo en el segmento de usinas, ya que durante 2010 no se compró gas de Bolivia a ENARSA para venderlo a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A. (CAMMESA). En Argentina, la cuota de YPF en este mercado se situó en el 31,7%. El precio medio del gas natural vendido por la compañía se incrementó un 5% respecto al año anterior, especialmente por el aumento de los segmentos de industrias y usinas.

Dentro del programa impulsado por el gobierno argentino, durante todo el año operó el barco regasificador de GNL ubicado en Bahía Blanca, lo que permitió incorporar al sistema 1.800 millones de metros cúbicos de gas (una cantidad un 125% superior a la del ejercicio anterior). De ese total, 1.100 millones de metros cúbicos fueron inyectados durante los cinco meses del invierno, a razón de 7,2 millones de metros cúbicos al día, aproximadamente.

Desde mayo de 2010, YPF-AESA operó la planta de inyección propano-aire (PIPA) de ENARSA. A lo largo de este periodo, inyectó un total de 30 millones de metros cúbicos de gas a la red, y procesó 24.300 toneladas de propano. Se cumplió así satisfactoriamente con todas las solicitudes de inyección recibidas. Durante el mismo periodo se capacitó de forma teórica y práctica al personal de ENARSA.

ENARSA e YPF se han asociado bajo la forma de UTE con el objeto de llevar a cabo de forma conjunta la ejecución y explotación del proyecto GNL Escobar. Cada una de las empresas tendrá una participación del 50%, con YPF como operador de la UTE.

Este proyecto consiste en replicar en la zona de Escobar, sobre el río Paraná de las Palmas, la operación que se está realizando en Bahía Blanca, es decir, amarrar un buque regasificador a un muelle, regasificar el GNL e inyectarlo en fase gaseosa al sistema troncal de gasoductos. Para ello, es necesario construir un muelle en la zona de operaciones, montar un brazo de descarga de alta presión y construir y tender un gasoducto de interconexión.

Durante el primer año se estima inyectar un promedio de 5 millones de metros cúbicos de gas por día al sistema. A partir del segundo año, el caudal de inyección podrá alcanzar un promedio de 7 millones, aproximadamente. Se espera su puesta en marcha durante el primer semestre de 2011.

## **Estados Unidos**

El campo de desarrollo Neptune inició su producción en julio de 2008 con 7 pozos productores offshore. Al cierre de 2010, la plataforma producía por encima de los 16.000 barriles gross de petróleo al día. En 2010 se decidió aplazar la finalización del pozo en los reservorios M9 y M10, y poner en producción el reservorio M12. Actualmente, se está evaluando la viabilidad técnica y económica de la terminación del pozo SB-02 a los objetivos de profundidad de los reservorios M9 y M10.

En octubre de 2010 se decidió renunciar a nueve bloques de OCS (Plataforma offshore continental) en el área The Alaminos Protraction, después de analizar los resultados de la evaluación técnica de los mismos.

## **REFINO, LOGÍSTICA Y MARKETING**

YPF posee tres refinerías: La Plata (en la provincia de Buenos Aires), Luján de Cuyo (en Mendoza) y Plaza Huincul (en Neuquén). La Plata tiene una capacidad de destilación de 189.000 barriles por día y una capacidad de conversión de 119.000 barriles diarios; Luján de Cuyo cuenta con una capacidad de destilación de 106.000 barriles por día y una capacidad de conversión equivalente; y Plaza Huincul tiene una capacidad de destilación de 25.000 barriles por día. Además, la refinería La Plata cuenta con una planta de elaboración de lubricantes con una capacidad de 860 metros cúbicos por día de bases terminadas.

La actividad logística de crudos se realiza a través de tres empresas con participación accionarial de YPF (Oldelval, Termap y Oil Tanking Ebytem), buques contratados y dos oleoductos propios (Puesto Hernández - Luján de Cuyo y Puerto Rosales - La Plata). La logística de los productos se realiza fundamentalmente a través de dos poliductos propios (Luján de Cuyo-San Lorenzo-La Matanza y La Plata-La Matanza), tres puertos de carga, 11 buques tanques, seis barcasas, cuatro remolcadores, 16 terminales (nueve con puerto asociado), seis plantas de GLP, 54 aeroplantas y 1.105 camiones.

YPF posee una red de 1.618 estaciones de servicio, 169 de las cuales son gestionadas directamente a través de la sociedad Opessa (100 % de participación) y cuenta con 8 bases propias de distribución de gasóleo para la actividad agrícola, identificadas como YPF Directos.

Además, tiene el 50% de participación en Refinor, empresa que refina, transporta y comercializa combustibles (70 estaciones de servicio, 35 teniendo en cuenta el 50% de participación de YPF) y derivados en el noroeste argentino.

Las refinerías de YPF procesaron 47,3 miles de metros cúbicos al día en 2010, lo que supone un descenso del 1,8% en comparación con 2009. Esta disminución se debió principalmente a una menor disponibilidad en el mercado de crudo, a las paradas programadas para mantenimiento en las refinerías de Luján de Cuyo y La Plata, y a

los conflictos gremiales que afectaron a las operaciones de crudo proveniente de la cuenca del Golfo de San Jorge.

Pese a estos condicionantes, a lo largo de 2010 se han mantenido altos rendimientos de GLP, gasolinas y destilados medios, destacándose los rendimientos del combustible de aviación (JP1). En octubre de 2010 se dejó de producir gasolina normal, produciendo sólo gasolinas de alta calidad (Súper y N-Premium).

La producción de gasolinas para el mercado interno ascendió a 3,47 millones de metros cúbicos, lo que supone un incremento del 4,2% respecto al ejercicio anterior y un nuevo máximo en los últimos años.

Las tres refinerías de YPF, La Plata, Plaza Huinul y Luján de Cuyo, aumentaron en conjunto un 0,9% los rendimientos de gasolinas y gasóleos respecto al ejercicio anterior, lo que permitió disminuir la importación de gasóleo.

En 2010 se incrementó un 48% la comercialización de IFO (bunker naval) respecto a 2009, pasando de una venta de 23 a 34 miles de toneladas al mes. El desarrollo logístico realizado posicionó a YPF como uno de los primeros suministradores de la zona e incrementó su cuota de mercado desde el 14% de 2007 a aproximadamente el 40% en 2010.

Durante 2010, el total de crudo procesado en las refinerías de YPF ascendió a 111 millones de barriles de crudo (Refinor procesó aproximadamente 4,5 millones de barriles, siendo la participación del 50%), de los que el 80% provenían de campos de YPF y el resto fue comprado a otras compañías.

La siguiente tabla muestra la capacidad de las refinerías de YPF a 31 de diciembre de 2010:

<b>Capacidad de refino(1)</b>	<b>Destilación primaria (kbb/d)</b>	<b>Ratio de conversión(2) (%)</b>	<b>Lubricantes (miles de toneladas por año)</b>
<b>Argentina</b>			
La Plata	189	69	256
Luján de Cuyo	106	110	—
Plaza Huinul	25	—	—
Refinor(3)	13	—	—
<b>Total(4)</b>	<b>333</b>	<b>74</b>	<b>256</b>

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de integración en los estados financieros del Grupo Repsol YPF: todas las refinerías reportan al 100%, a excepción de Refinor (50%).

(2) Expresado como el ratio de la capacidad equivalente de FCC en relación con la capacidad primaria de destilación.

(3) Total de capacidad primaria de destilación: 26.100 barriles por día.

(4) Se refiere a la capacidad total de destilación de YPF en Argentina (tres refinerías de YPF, más la participación en la refinería de Refinor).

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de YPF atendiendo a sus principales productos:

(millones de toneladas)	<b>A 31 de diciembre</b>	
	<b>2010</b>	<b>2009</b>
<b>Materia prima procesada</b>		
Crudo	15,4	15,7
Otras materias primas	0,4	0,4
<b>Total</b>	<b>15,8</b>	<b>16,1</b>

(millones de toneladas)	A 31 de diciembre	
	2010	2009
<b>Producción de refino:</b>		
Destilados intermedios	7.067	7.128
Gasolina	3.762	3.994
Fuelóleo	1.440	1.246
GLP	674	566
Asfaltos	205	229
Lubricantes	181	157
Otros (excepto petroquímicos)	936	1.534
<b>Total</b>	<b>14.264</b>	<b>14.852</b>

La utilización de la capacidad de refino fue aproximadamente del 93,2%, comparado con un 94,9% en 2009.

La actividad logística aumentó un 5% respecto al año anterior, y se obtuvieron altos niveles de ocupación en el uso de ductos, terminales y puertos, así como en el transporte por carretera y en el marítimo y fluvial.

Las inversiones de refino y logística se cifraron en 282 millones de euros en 2010, lo que supone un incremento del 66% respecto al año anterior (170 millones de euros).

Según lo estipulado en la Ley 26.093 de Biocombustibles, el 1 de enero de 2010 entró en vigor la obligación de comercializar gasolinas con bioetanol y gasóleo con biodiésel (FAME). Para tal fin se finalizaron las obras para adecuar la infraestructura de las plantas a la recepción de FAME en la terminal San Lorenzo y en las refinerías. Estos trabajos culminaron con la construcción de instalaciones para la recepción y el procesado de bioetanol en las terminales de Luján de Cuyo, Montecristo, San Lorenzo y La Plata.

Actualmente, continúan las inversiones para la construcción de instalaciones de recepción de bioetanol para la mezcla de gasolinas, y de FAME para la mezcla con gasóleo en las restantes terminales de despacho, así como para la ampliación de la capacidad de transporte del Oleoducto Puesto Hernández al Complejo Industrial Luján de Cuyo.

Asimismo, se ha puesto en marcha la automatización en las terminales Monte Cristo y San Lorenzo, continuando con el cronograma para las restantes plantas, al tiempo que se aprobaron las inversiones necesarias para la construcción de tanques destinados a reforzar la logística a fin de satisfacer la demanda del mercado con la importación de gasóleo y gasolina.

En noviembre de 2010 se puso en marcha el nuevo horno Topping III en la refinería Luján de Cuyo, que permitirá aumentar el procesamiento de crudos en 400 metros cúbicos diarios y mejorar la eficiencia energética de la unidad.

En línea con el objetivo de reducir el contenido de azufre en gasolinas y gasóleos para mejorar la especificación de calidad de combustible, se continuaron con los proyectos de inversión de hidrot ratamiento de gasóleo y gasolinas. En 2012, según la nueva legislación de la Secretaría de Energía, todas las empresas deberán dar cumplimiento a las nuevas especificaciones de combustibles; por este motivo, en la refinería de La Plata comenzó la construcción y el montaje de la nueva planta de hidrot ratamiento de gasóleo, con una capacidad de procesamiento de 5.000 metros cúbicos por día. Esta instalación permitirá obtener un gasóleo con 50 partes por millón (ppm) de azufre. Para cumplir este objetivo, en la refinería Luján de Cuyo se ha comprado una planta

existente con una capacidad de 2.640 metros cúbicos por día. También en esta refinería se comenzó con el desarrollo de la ingeniería de detalle de una unidad de hidrotratamiento de gasolinas.

En la refinería de La Plata se inició el desarrollo de la ingeniería de la nueva unidad de Coque "A", que aumentará la capacidad de procesamiento de 110 a 185 metros cúbicos por hora.

Hay que destacar la participación de YPF en el Programa Refino Plus, que incentiva el incremento en la producción de combustibles mediante el reconocimiento de beneficios que deben aplicarse a obligaciones fiscales. Al respecto, ya han sido aprobadas solicitudes para cinco proyectos de inversión.

En línea con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la red bajo los conceptos de modernidad y racionalidad, YPF lanzó en 2010 el plan de mejoras de imagen de estaciones de servicio, con 47 implantaciones, la construcción de la estación Hito de Nordelta y la inauguración de la primera estación de la Red Camionera, ubicada en la localidad de Figuera (Provincia de Santa Fé), en el marco del acuerdo YPF-Camión Club Argentino (CCA).

YPF potenció la sinergia con el campo mediante la creación de Agrocentros y el desarrollo del canje de granos de cereales. A través de los Agrocentros se comercializan productos como gasóleos, fertilizantes, agroquímicos, y se recibe como forma de pago granos de cereales (fundamentalmente soja y maíz), que luego se procesan, obteniendo harinas y aceite, que se destinan a la exportación. Parte del aceite, en esta nueva etapa, se destinará a la producción de FAME (ester metílico del aceite vegetal), que se agrega como un componente del gasóleo comercial producido (hasta un 5 % del volumen).

Durante el primer semestre de 2010, los precios en el mercado doméstico argentino fueron acercándose paulatinamente a los internacionales y a los de los países limítrofes. La Resolución 925/2010 congeló los precios de venta al público desde el 31 de julio hasta diciembre.

A partir de noviembre 2010, la compañía decidió segmentar claramente la calidad de sus gasolinas e identificar a partir de su nombre los atributos de cada una de ellas. En ese sentido, el nuevo nombre de la gasolina de mayor calidad (grado 3) es "N-Premium". Este producto se posicionó durante el año como líder del mercado, con una cuota del 61%.

En gasóleo, se ha impulsado fuertemente la venta del producto Premium de bajo contenido de azufre (D-Euro), recomendado para todos los motores de alta gama con motorización EURO IV. El D-Euro ha alcanzado una cuota de mercado del 49% en el segmento Retail.

Esta estrategia permitió comercializar una porción mayor del gasóleo Ultradiesel XXI por los canales de industria y transporte, abasteciendo adecuadamente al mercado y minimizando las importaciones de dicho producto.

## QUÍMICA

El negocio de Química desarrolla su actividad productiva en los complejos industriales de Ensenada, integrada con la refinería La Plata, y en el complejo industrial Plaza Huinca, que integra la refinería Plaza Huinca y el complejo Metanol. Asimismo, YPF realiza actividad química en el complejo Bahía Blanca a través de su participada Profertil.



Estos complejos industriales cuentan con una capacidad de producción total superior a los 2.000.000 de toneladas por año, destinada a segmentos de mercado como la modificación de naftas, resinas, detergentes, automotriz, agroquímico y fertilizantes, entre otros.

Durante 2010 se ha producido una recuperación de los precios internacionales en los principales productos consolidando la mejora evidenciada en el segundo semestre de 2009. El metanol registró un alza de precios debido a la postergación de proyectos de plantas nuevas y a un buen nivel de demanda en Estados Unidos y China.

La tendencia del anhídrido maleico (materia prima de los plásticos) mejoró sensiblemente, con un aumento de precios respecto a 2009. El alza destacada de precios se debió a un mejor nivel de demanda, sumado al cierre en enero de 2010 de una de las principales plantas europeas.

YPF mejoró el mix de ventas de aromáticos y metanol, incrementando las ventas en Argentina en un 18% respecto al año anterior. Se destinó un mayor volumen de aromáticos para el proceso de producción de gasolinas (*blending*) y se continuó con el desarrollo de las ventas de metanol en el mercado interno argentino al segmento de producción de biodiésel.

Asimismo, comenzó la construcción y el montaje del proyecto de la nueva unidad de Reformación con Regeneración Continua de Catalizador (CCR), que permitirá incrementar la producción de aromáticos en un 50% y hacer frente a la creciente demanda interna de componentes octánicos, utilizados en la elaboración de gasolinas de alta calidad e hidrógeno, necesario para los procesos de hidrot ratamiento de gasolinas y gasóleos en la refinería de La Plata. La inversión estimada para este proyecto es de aproximadamente 250 millones de euros, la más importante de la petroquímica argentina en la última década.

La siguiente tabla muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos:

	<b>Capacidad</b> (toneladas por año)
<b>Ensenada:</b>	
Aromáticos	
BTX (Benceno, Tolueno, Xilenos)	244.000
Paraxileno	38.000
Ortoxileno	25.000
Ciclohexano	95.000
Solventes	66.100
Olefinas y Derivados	
MTBE	60.000
Buteno I	25.000
Oxoalcoholes	35.000
TAME	105.000
LAB/LAS	
LAB	52.000
LAS	25.000
Polibutenos	
PIB	26.000
Maleic	
Anhídrido Maleico	17.500
<b>Plaza Huincul:</b>	
Metanol	411.000
<b>Bahía Blanca</b>	
Ammonia/Urea	933.000

# **GAS NATURAL FENOSA**

## **RESULTADOS**

A 31 de diciembre de 2010, Repsol posee el 30% del Grupo Gas Natural, que consolida por integración proporcional. El resultado operativo aportado por el Grupo Gas Natural Fenosa ha ascendido a 881 millones de euros en 2010, lo que supone un incremento del 17,8% respecto al ejercicio anterior, en el que aportó un resultado de 748 millones de euros.

La provisión adicional realizada por los riesgos derivados del contencioso con Sonatrach ha condicionado unos resultados cuya evolución se ha visto apoyada por la recuperación de la demanda energética en España, la aportación creciente de los negocios internacionales y los resultados por la enajenación de los activos de distribución de gas en la Comunidad de Madrid.

El EBITDA del ejercicio alcanzó los 1.507 millones de euros, frente a los 1.232 millones de euros de 2009, lo que representa un alza del 22,4% que responde, en gran parte, a la no incorporación de Unión Fenosa hasta el 30 de abril de 2009.

Los resultados obtenidos en el contexto mencionado ponen en valor los fundamentos del modelo de negocio de Gas Natural Fenosa, basado en un adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico, con una contribución creciente y diversificada de la presencia internacional.

Desde el 30 de abril 2009, Gas Natural consolida por integración global Unión Fenosa, S.A. y sus sociedades dependientes. En consecuencia, la cuenta de resultados consolidada de 2009 incorpora las operaciones de Unión Fenosa solamente desde esa fecha. En septiembre de 2009, Gas Natural completó la fusión por absorción de Unión Fenosa.

A continuación se describen las principales magnitudes del negocio. Para mejor comprensión, las cifras corresponden a los importes generados por Gas Natural Fenosa, si bien la participación del Grupo en la sociedad asciende al 30%.

### **Distribución de gas**

#### *España*

El negocio en España incluye la actividad retribuida de distribución de gas, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.).

En 2010, las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupa los servicios de acceso de terceros a la red de distribución de gas y de transporte secundario, han ascendido a 207.174 GWh, con un descenso del 9,8% respecto al año anterior. Esta disminución se debe a la venta de los activos de Cantabria, Murcia, Asturias, el País Vasco y la Comunidad de Madrid, que una vez descontados, han supuesto un crecimiento del 3,9%, debido al aumento del consumo en el mercado residencial motivado por un año climático frío y por una ligera recuperación del consumo industrial.

Gas Natural Fenosa ha continuado con la expansión de su red de distribución que se ha incrementado en 1.152 kilómetros en los últimos doce meses y alcanza 33 nuevos municipios en 2010. El número de puntos de suministro se ha incrementado en

84.000, un 16,8% inferior al mismo periodo del año anterior por el impacto de la crisis económica, a pesar de la recuperación en el cuarto trimestre de 2010. Ambos efectos no tienen en cuenta las desinversiones anteriormente comentadas.

Al cierre del ejercicio la red de distribución de gas ha alcanzado los 44.931 kilómetros, con un descenso del 5,6%, y el número de puntos de suministro se cifra en 5.274.000, un 7,4% inferior al año anterior, conforme a las desinversiones realizadas para cumplir con el Plan de Actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa.

#### *Latinoamérica*

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México. En el ejercicio 2010, la cifra de puntos de suministro de distribución de gas ha alcanzado los 5.665.000. Se han mantenido las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 243.000 puntos de suministro, destacando Colombia, con un aumento de 152.000 puntos de suministro, superando la cifra de 2 millones de clientes.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que agrupa las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red, han ascendido a 200.995 GWh, con un incremento del 18,5% respecto a las ventas registradas en el mismo periodo del año anterior. Este aumento se produce básicamente en el mercado industrial y en el suministro a plantas de generación eléctrica en Brasil.

La red de distribución de gas se ha incrementado en 2.177 kilómetros en los últimos 12 meses, alcanzando los 64.492 kilómetros a finales de diciembre de 2010, con un crecimiento del 3,5%.

#### *Italia*

El negocio en Italia incluye además las ventas de gas a tarifa.

Gas Natural Fenosa en Italia ha alcanzado la cifra de 422.000 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, aumentando así esta cifra en un 1,9% respecto al 31 de diciembre de 2009.

La actividad de distribución de gas se ha situado en los 3.387 GWh, con una disminución del 3,1% respecto a la del año 2009, debido fundamentalmente a las diferentes condiciones meteorológicas. La red de distribución se ha incrementado en 204 kilómetros y ha alcanzado los 5.849 kilómetros al cierre del ejercicio.

### **Distribución de electricidad**

#### *España*

Este negocio incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de la compañía. El 1 de julio de 2009 dejó de existir la denominada tarifa integral con la creación de las comercializadoras de último recurso, por lo que desde esa fecha no se realizan ventas de electricidad desde la actividad de distribución de electricidad en España. Los puntos de suministro de electricidad han experimentado un ligero incremento del 0,6% en 2010, hasta alcanzar la cifra de 3.719.000.

### *Latinoamérica*

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá. Las ventas de actividad de electricidad en Latinoamérica han alcanzado los 18.002 GWh, con un crecimiento del 49,3%, y la cifra de clientes ha registrado un aumento del 17,9% siendo relevante el importante crecimiento en Colombia debido a la actualización de censos en barrios desfavorecidos, así como en Nicaragua por la mayor efectividad de las campañas de contratación.

### *Moldavia*

El negocio en distribución de electricidad en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y en zonas del centro y el sur del país. En un contexto de ralentización económica, la base de clientes ha aumentado un 1,1%, alcanzando los 816.000.

## **Electricidad**

### *España*

El negocio de Electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad, el *trading* de electricidad en mercados mayoristas, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español y el suministro de electricidad a tarifa de último recurso.

En 2010, la demanda eléctrica peninsular ha aumentado un 3,4% respecto al año anterior dado el incremento iniciado en el primer semestre del año, tras la importante caída registrada durante 2009. Corregido este incremento por laboralidad y temperatura, la demanda se incrementó un 2,9%.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 38.338 GWh durante 2010, de los cuales 35.809 GWh corresponden a la generación en Régimen Ordinario y 2.529 GWh a la generación en Régimen Especial. La cuota acumulada de Gas Natural Fenosa en generación de electricidad en Régimen Ordinario a 31 de diciembre de 2010 se sitúa en el 20,2%, ligeramente por encima de la del año anterior.

La producción hidráulica realizada en 2010 ha alcanzado 4.752 GWh, con un incremento respecto a 2009 como consecuencia de las características hidrológicas del comienzo del año. La generación de electricidad con ciclos combinados durante 2010 ha ascendido a 25.928 GWh, también superior a la registrada el año anterior. Por otro lado, la producción nuclear y la producción con carbón y con fuel también registran aumentos respecto a lo producido en 2009.

En la actividad de comercialización de electricidad, las ventas a lo largo de 2010 han sido de 40.559 GWh.

### *Latinoamérica*

Corresponde a los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y la República Dominicana.

Actualmente, los activos en operación en México son la central de Hermosillo de 270 MW y la central de Naco Nogales de 300 MW, ambas situadas en el estado de Sonora; la Central de Tuxpan III y IV de 1.000 MW, ubicada en el estado de Veracruz; y la central de Saltillo, de 248 MW, situada en el estado de Coahuila; y la Central de Norte Durango de 450 MW que se encuentra en el estado de Durango, y cuya construcción finalizó en 2010.

La energía generada en Latinoamérica en el año ha sido de 19.147 GWh en 2010, con un factor de carga del 75,4% y una disponibilidad del 92,9%.

#### *Resto (Kenia)*

Incluye la generación de electricidad en Kenia. En 2010, la producción con fuel ha alcanzado los 645 GWh, muy superior a la registrada en 2009, debido a la ampliación de la capacidad de la planta en el tercer trimestre de 2009, en el que entraron en operación comercial 52 MW adicionales.

### **Infraestructuras**

Este negocio incluye el desarrollo de los proyectos integrados de gas natural licuado, la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, la gestión del transporte marítimo y la operación del gasoducto del Magreb-Europa.

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 109.792 GWh, cifra similar a la del año anterior. De esta cifra, 80.740 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 29.052 GWh para Portugal y Marruecos.

En relación a las actividades de exploración y producción de gas, en el proyecto de Tánger-Larache (Marruecos), donde la compañía participa con un 24%, se ha adquirido una campaña sísmica durante el segundo trimestre de 2010 y se ha efectuado su procesado y posterior análisis como paso previo a las actuaciones de perforación previstas para 2011.

### **Aprovisionamiento y comercialización**

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas (mayorista y minorista) tanto en España como en el exterior, y de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista y la de gas a tarifa de último recurso en España.

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español ha alcanzado los 184.744 GWh, con un aumento del 1,3% respecto al año anterior, fundamentalmente por un mayor consumo de gas para clientes residenciales e industriales, mientras que las ventas para generación de electricidad en ciclos combinados se mantienen. Por otro lado, el aprovisionamiento a terceros en el mercado español ha alcanzado los 66.141 GWh, con un aumento del 27,4%.

## **Unión Fenosa Gas**

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas realizadas por Unión Fenosa Gas e incluye las infraestructuras de licuefacción en Damietta (Egipto), de regasificación de Sagunto y la gestión de la flota de buques.

El gas suministrado al mercado español alcanza un volumen de 59.518 GWh, lo que supone el récord máximo de ventas en la trayectoria de la compañía. Adicionalmente, se ha gestionado una energía de 27.774 GWh en operaciones de ventas internacionales, lográndose igualmente valores máximos de transacciones en los mercados internacionales.

## **Inversiones**

Teniendo en cuenta el 30% de Gas Natural Fenosa que posee Repsol, las inversiones durante el ejercicio alcanzaron los 636 millones de euros, frente a los 5.060 millones de 2009. Esta disminución se debe principalmente a que en 2009 se incluyen las inversiones por la adquisición de Unión Fenosa.

Gas Natural Fenosa ha destinado en 2010 un 23,4% de sus inversiones de inmovilizado a la actividad de generación eléctrica en España y un 20,3% a la distribución de electricidad en España.

Los principales proyectos de inversión en 2010 han sido la finalización de las centrales de ciclo combinado de Málaga y del Puerto de Barcelona, así como el desarrollo de proyectos de parques de generación eólica.

# **ÁREAS CORPORATIVAS**

## **GESTIÓN DE PERSONAS**

Al cierre de 2010, Repsol contaba con una plantilla consolidada de 43.298 personas de más de 70 nacionalidades. De esta cifra, un total de 36.323 empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo. Los empleados de la compañía se distribuyen en más de 30 países y se concentran en España (46%) y Argentina (37%). También destaca la presencia en países como Portugal (3%), Perú (7,2%), Ecuador (2%) y Trinidad y Tobago (1%). El 51% de los trabajadores se concentran en el área de Downstream; el 7%, en Upstream y GNL; el 36%, en YPF; y el 6%, en áreas corporativas.

El 1% de la plantilla corresponde a personal directivo; el 6%, a jefes técnicos; el 47%, a técnicos; el 4%, a administrativos; y el 42%, a operarios. El empleo de carácter fijo supone el 91% del total y las mujeres representan un 27% del conjunto de la plantilla.

## **Cambio de la estructura organizativa**

Uno de los cambios organizativos más significativos de 2010 ha estado orientado a promover, impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado y menos intensivo en emisiones de CO<sub>2</sub>. Algunos ejemplos son la creación de la Unidad de Negocio de Nuevas Energías, dentro de la Dirección General (DG) Downstream, de dos direcciones pertenecientes a la Dirección Corporativa (DC) Medios: la Dirección de Tecnología de Nuevas Energías, y la Dirección de Huella Ambiental y Unidad de Carbono, así como la creación del área de Desarrollo de Nuevas Energías en YPF.

Por otro lado, con el fin de impulsar aún más en la compañía el clima y la cultura de la organización que potencia la eficiencia y la generación de ideas, se crea dentro de la DG Personas y Organización, así como en los distintos negocios, direcciones responsables de dirigir el proceso de innovación y la generación y desarrollo de iniciativas, transformándolas en valor para el mercado.

Además, en 2010 hay que destacar el inicio del proyecto de transformación de YPF que, a partir de la revisión de sus procesos y estructuras, tiene como objetivo convertir a YPF en una organización más ágil, moderna y eficiente.

El 30 de diciembre de 2010, se aprobaron los siguientes cambios en el primer nivel directivo de la compañía, con efecto enero de 2011:

- Se incorporan a la DG Económica Financiera las funciones de la DC de Estrategia y Desarrollo Corporativo.
- Las direcciones de Auditoría y Control y de Control de Reservas, que dependen jerárquicamente de la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración de Repsol, han pasado a depender funcionalmente de la DG Secretaría General y del Consejo de Administración, en lugar de depender de la DG Económica Financiera, fortaleciéndose así su independencia.
- La Dirección de Relación con Inversores pasa a depender directamente de Presidencia.
- La DC de Comunicación y Gabinete de Presidencia pasa a ser DG de Comunicación y Gabinete de Presidencia, incorporándose al Comité de Dirección de la compañía.

## **Renovación del equipo directivo**

El Grupo ha continuado con la dinámica de renovación de estructuras y de equipo directivo, orientada a disponer de los líderes que Repsol necesita para acometer los retos de la compañía y garantizar que en cada negocio y proyecto estratégico se dispone de las personas adecuadas.

Se ha reforzado el posicionamiento y la presencia de la compañía en todos los países donde opera, acompañando la estrategia de negocio en cada uno de ellos. Se han analizado las necesidades organizativas y de perfil directivo para asegurar que las estructuras organizativas responden a las necesidades de negocio, reforzando aspectos como la innovación, el desarrollo de negocio o la seguridad y el medio ambiente.

Todo ello ha dado oportunidades de carrera a personas con el perfil personal y profesional deseado, y ha posibilitado la renovación de parte del equipo directivo. Tras la incorporación de los 60 directivos nombrados durante 2010 (parte de ellos lo harán

en enero de 2011), el nuevo equipo directivo es más diverso en género y en nacionalidades.

A mitad de diciembre, Repsol congregó en una convención mundial de dos jornadas, celebrada en Madrid, a todo su equipo directivo, con el lema “Juntos creamos futuro”.

### **Diversidad, igualdad de oportunidades y conciliación**

En 2010, el Comité de Diversidad y Conciliación de Repsol ha continuado impulsando en la compañía la cultura de respeto, que valora y fomenta la diversidad y facilita el equilibrio entre la vida profesional y personal de sus empleados.

Además de continuar con el desarrollo de los programas en los que ya se venía trabajando en años anteriores, la compañía ha decidido estructurar sus políticas y medidas de acuerdo al modelo de gestión de empresa flexible y responsable (EFR), y está realizando el diagnóstico de los elementos que contempla, como la calidad en el empleo, las medidas de flexibilidad, de apoyo a la familia, el desarrollo profesional o la igualdad de oportunidades. El trabajo se está desarrollando en el conjunto de la compañía.

En el ámbito de la diversidad, Repsol ha realizado avances importantes en el programa de integración de personas con capacidades diferentes y ha continuado con su impulso a las acciones encaminadas a garantizar la igualdad de oportunidades de todos los empleados.

En 2010 cabe destacar las actuaciones dirigidas a favorecer la incorporación de empleados con discapacidad en el ámbito industrial. Se han reforzado las acciones de sensibilización que se vienen realizando desde el inicio del programa, de forma que 990 personas han participado este año en alguna de las jornadas organizadas en distintos centros de la compañía.

Asimismo, se publicó y distribuyó entre todos los empleados la guía *Superando barreras*, que recoge recomendaciones, sugerencias, mejores prácticas y pautas para facilitar la relación con las personas con capacidades diferentes que forman parte de la compañía, favoreciendo así su integración.

En diciembre de 2010 y como reconocimiento a su trayectoria en la integración social y laboral de personas con capacidades diferentes, Repsol recibió un premio por parte del Centro de Recuperación de Minusválidos Físicos (CRMF) del Imsero.

Además de reforzar su colaboración con la Fundación ONCE a través de la firma del segundo acuerdo INSERTA, ha establecido nuevos contratos de colaboración con la Fundación Seeliger y Conde, la Fundación PADEIA (A Coruña), el CRMF del Imsero, IVADIS y Afanias, entre otras.

En enero de 2011, Repsol ha obtenido el *Telefónica Ability Award* a la Mejor Gran Empresa Privada. Este premio, entregado en presencia de la Reina Doña Sofía, reconoce públicamente a aquellas empresas e instituciones españolas que desarrollan modelos de negocio sostenibles y que integran la discapacidad en su cadena de valor, ya sea con empleados, proveedores o clientes.

Repsol cuenta a diciembre de 2010 con un total de 463 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 360 son empleados por contratación directa, y otros 103 por medidas alternativas (el 2,56% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal). Además, cuenta con 90 empleados con discapacidad en Argentina, 25 en Ecuador, 10 en Perú y 11 en Portugal.

En cuanto a la conciliación, Repsol sigue impulsando medidas que facilitan el equilibrio entre la vida personal y profesional de sus empleados, adaptándolas cuando es



necesario a las especificidades de los negocios y a los entornos culturales en los que opera la compañía.

El teletrabajo se consolida y se extiende en Repsol como una de las medidas más aceptadas. A diciembre de 2010, hay más de 557 empleados con teletrabajo en España, de los cuales 20 participan en la prueba piloto que se está desarrollando en complejos industriales. Además, hay 120 empleados en Argentina y 14 en Portugal acogidos a esta modalidad de trabajo que ofrece flexibilidad espacial, una de las mayores demandas de los empleados en la encuesta de clima de 2006.

El teletrabajo, que comenzó como programa piloto en Repsol en 2008 y se fue ampliando en distintas etapas a lo largo de 2009, ha pasado a ser una modalidad de trabajo totalmente normalizada en la compañía, muy bien valorada tanto por los trabajadores que la practican como por sus jefes. Ambas partes destacan como factores críticos para el éxito, la planificación de las tareas y el aprovechamiento de los avances tecnológicos.

El colectivo de teletrabajadores está compuesto por personas provenientes de prácticamente todas las áreas de la compañía y de todos los grupos profesionales y rangos de edad.

Repsol YPF, S.A. ha sido una de las 36 compañías reconocidas con el Distintivo de Igualdad en la Empresa, entre las 600 participantes en 2010. Este distintivo está promovido por el Ministerio de Sanidad, Política Social e Igualdad del Gobierno de España y se concede a las entidades que destacan de forma relevante y especialmente significativa en la aplicación de políticas de igualdad de trato y de oportunidades con sus trabajadoras y trabajadores. Entre otros aspectos, el Ministerio ha valorado especialmente la labor realizada por el Comité de Diversidad y Conciliación, la existencia de un foro (Mesa de Igualdad del V Acuerdo Marco), donde los representantes de la empresa y de los trabajadores velan por estas materias, y la evolución observada tanto en la implementación como en la utilización de las medidas de conciliación.

En Argentina, YPF recibió por segundo año consecutivo el Premio *Hacia una empresa familiarmente responsable*, otorgado por la Fundación Proyecto Padres, que en su edición 2010 fue declarado de interés por la Cámara de Diputados de la Nación.

## **La atracción de los mejores**

Repsol ha continuado recibiendo reconocimientos como una de las mejores empresas para trabajar, tal como confirmó el estudio MercoPersonas y el monitor Top Employer.

En línea con la actividad desarrollada en años anteriores, la compañía continúa implantando programas dirigidos a captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, ofreciéndoles un lugar atractivo para trabajar, garantizando y promoviendo la igualdad de oportunidades en su desarrollo profesional.

Entre las iniciativas más importantes iniciadas en 2010, cabe destacar la mejora del Programa de Bienvenida e Integración, dirigido a optimizar y homogeneizar los procesos de acogida de los nuevos empleados incorporados del mercado exterior, así como de aquellos que se mueven entre las distintas unidades de la organización. El objetivo es agilizar su adaptación al nuevo entorno de trabajo, garantizar su integración en la compañía y sus valores, así como la retención del talento. En este año se ha elaborado un nuevo marco corporativo de acogida e integración, como una propuesta de valor diferencial de Repsol para sus empleados.

De las nuevas incorporaciones gestionadas en 2010, destacan las acciones realizadas para la contratación de talento joven a través de los másteres del Centro Superior de Formación Repsol (CSFR) para los perfiles técnicos y del Plan de Nuevos Profesionales para perfiles de gestión (71 nuevos profesionales incorporados en España, Perú y Brasil).

También destaca la selección de candidatos para las bolsas de empleo de distintos perfiles (operarios de planta química, comerciales bilingües, etc.), la tecnificación de perfiles y el impulso a las contrataciones de personas con discapacidad en el entorno industrial.

Continuando en la línea de colaboración con las universidades y centros académicos y docentes, se han firmado más de 200 convenios, a través de los cuales se han acogido a casi 300 alumnos en prácticas. Entre ellos, el suscrito con la Universidad de Elche para promover “la mejor práctica del mundo”, que ha permitido que un alumno con discapacidad esté haciendo sus prácticas en la Dirección de Sistemas de Información. Además, gracias a los acuerdos establecidos con fundaciones y centros de enseñanza, alumnos con discapacidad han accedido a distintas prácticas y becas ofertadas por la compañía, algunas de ellas en el entorno industrial.

Tras el éxito del programa piloto Plan Impulsa, basado en dotar de formación a los becarios de la organización, éste se ha seguido desarrollando a lo largo de 2010: más de 100 becarios de titulación superior se han beneficiado de formación online en idiomas y cursos de competencias genéricas, asistencia a conferencias, etc.

En 2010 se consolidó el Canal de Empleo en repsol.com entre los usuarios que buscan trabajo, incorporando la estrategia de la compañía en su adaptación a las personas con cualquier tipo de discapacidad.

Por otro lado, se ha seguido participando en foros, ferias de empleo, seminarios, etc., en muchos casos como referente en empleo de personas con discapacidad en distintas mesas redondas y ponencias.

Repsol ha tenido también destacada presencia en premios, consejos y jornadas de entidades sociales.

## **La gestión del talento**

Uno de los objetivos de la compañía es combinar la necesidad de disponer de las competencias y capacidades adecuadas, adquiriendo de forma planificada las necesarias a futuro, con el compromiso de ofrecer oportunidades de desarrollo profesional a las personas gestionando adecuadamente su talento.

Para ello, durante 2010 se han consolidado los sistemas que la organización utiliza para evaluar y destacar el talento de sus empleados: el modelo de People Review y el esquema de desarrollo profesional en áreas técnicas.

People Review es un modelo de desarrollo con el que se identifica el talento y se planifican las acciones principales de desarrollo para las personas, que se ha aplicado a 3.712 profesionales en 2010.

### *Desarrollo profesional en áreas técnicas*

Debido a que el conocimiento técnico constituye un factor importante para el crecimiento de los negocios de Repsol, así como para el desarrollo de las personas, los mapas de competencias técnicas y puestos tipo han continuado actualizándose durante 2010 mediante proyectos de revisión en diferentes áreas y negocios, y

constituyen una pieza clave que permitirá gestionar de forma homogénea y eficaz el talento técnico desde una plataforma de conocimiento común para todos los empleados.

La compañía ha definido y aprobado en 2010 su propio modelo de carrera técnica como mecanismo de progresión profesional en áreas técnicas críticas, con el objetivo de atraer, retener y desarrollar el talento técnico necesario para reforzar su actividad actual e impulsar su estrategia a futuro. Este mecanismo ya ha sido implantado en todas las áreas de la compañía cuyo desarrollo está sustentado en este tipo de perfiles.

### *Formación*

Repsol es una compañía comprometida con las personas, que valora, promueve y facilita la formación de sus empleados como eje clave en su desarrollo personal y profesional: una formación enfocada a desarrollar los conocimientos, capacidades, habilidades y actitudes de las personas para alcanzar los objetivos de los diferentes negocios y unidades, y a la vez una formación alineada con la estrategia de la compañía y orientada al desarrollo de la cultura y el estilo de liderazgo de Repsol.

Con el objetivo de mejorar las políticas, modelos y actividades de formación y aprendizaje que garanticen la competitividad presente y futura de la compañía, en 2010 se diseñó y lanzó un nuevo Entorno Virtual de Aprendizaje (EVA Repsol) basado en las nuevas tecnologías de la información y de la web 2.0. A través de este nuevo entorno se facilita y potencia el acceso a formación online de calidad, bien de la oferta estándar de proveedores de mercado o de cursos y actividades de formación online diseñadas a medida para Repsol.

Adicionalmente, durante 2010 se han revisado y desarrollado nuevos procesos y sistemas para la gestión de la formación por y para el empleado y su jefe, acercando la formación de catálogo y los planes de formación al empleado para el contraste con sus necesidades de aprendizaje, mejora o de adquisición de nuevos conocimientos y capacidades.

En 2010 se han realizado más de 1.200.000 horas de formación dirigidas a más de 29.500 empleados a escala mundial.

Entre ellas, destaca la divulgación del “Estilo Repsol” a más de 700 jefes en 14 países. El “Estilo Repsol” constituye la seña de identidad del gestor de personas de Repsol; define los comportamientos y actitudes que la compañía espera y necesita para hacer realidad sus planes estratégicos. Ha supuesto unificar, simplificar e integrar los diferentes marcos de referencia sobre habilidades, competencias genéricas y comportamientos existentes en la organización e impulsar la cultura de liderazgo y gestión.

Para dar respuesta a las diferentes necesidades, en cada negocio se ha diseñado un programa específico a partir de un esquema de trabajo común, que parte de un diagnóstico de la situación.

### *Movilidad*

En 2010 se ha consolidado el enfoque de la movilidad interna. El objetivo es impulsar el crecimiento profesional y el desarrollo de las personas a través de la asunción de nuevas funciones y retos, a la vez que se garantiza la máxima aportación de valor al negocio.

Para ello, se han puesto en marcha equipos con representantes de los distintos negocios y áreas de la compañía, conocidos como “Mesas de desarrollo y movilidad”,

con el objetivo de generar oportunidades transversales de desarrollo para las personas.

En casos específicos, cuando lo que se necesita es presentar las oportunidades surgidas en un negocio, así como sus proyectos de futuro, y por otro lado, captar profesionales interesados en formar parte de estas iniciativas, se constituyen foros internos de empleo, conocidos como “proyectos puente”.

A lo largo de 2010 se han producido 5.892 movilidades internas en la compañía.

### *Carrera internacional*

En Repsol, 708 empleados realizaron en 2010 su trabajo en países distintos a los de su contratación; ellos conforman el colectivo de empleados en asignación internacional.

El año 2010 se ha caracterizado por la necesidad de dar respuesta rápida a las necesidades que han surgido en relación a los nuevos proyectos que la compañía ha iniciado en distintos países, lo que ha requerido cambiar de país a 175 personas e incorporar a 64 profesionales con perfil internacional, que aportan a la compañía experiencia específica en áreas claves para afrontar los nuevos retos.

Una vez más, y como fruto de la experiencia con la que cuenta la compañía en la gestión de expatriaciones, Repsol ha sido reelegida para la presidencia del Foro Español de Expatriación (FEEX) para el periodo 2011-2013. Dicho foro, que cuenta en la actualidad con un total de 25 multinacionales españolas, es un amplio espacio de debate sobre los modelos de gestión de asignaciones internacionales, así como un lugar para compartir experiencias, buenas prácticas e iniciativas.

### *Evaluación del desempeño*

Cuatro años después de la implantación del sistema de desempeño de Repsol, denominado Gestión por Compromisos (GxC), la compañía ha revisado y evolucionado el modelo para adaptarlo a las nuevas necesidades. Para ello, se ha tenido en cuenta la información recibida a través de entrevistas individuales con la alta dirección, así como los resultados de las auditorías anuales, el estudio de clima, etc.

La evolución del sistema GxC refuerza los tres pilares sobre los que fue implantado –responsabilizar, reconocer y desarrollar–, y continúa otorgando al diálogo jefe-colaborador un papel fundamental en el proceso. Al mismo tiempo, supone una evolución y flexibilización del sistema de evaluación.

La implantación de las mejoras se ha hecho efectiva en la evaluación del ejercicio 2010, y ha estado acompañada por una importante campaña de comunicación a todas las partes involucradas.

La compañía cuenta además con un sistema de evaluación del desempeño dirigido exclusivamente a empleados de convenio, mediante el cual se evalúan sus habilidades y conocimientos. A la vez, es una herramienta para la identificación de puntos fuertes y áreas de mejora en las distintas competencias.

Esta evaluación se realiza a través de campañas según las necesidades de la organización. Durante 2010 se aplicó en Repsol YPF S.A., Repsol Butano y distintas sociedades de Márketing, abarcando un total de 2.055 empleados.

## **Innovación y mejora**

Repsol impulsa la innovación como un valor fundamental de la gestión y así se refleja en su política de calidad.

Durante 2010 se ha realizado un proceso de reflexión y reposicionamiento de las actuales funciones de calidad y gestión del conocimiento; como resultado de este proceso, la compañía ha hecho una fuerte apuesta por impulsar e incorporar en la gestión la innovación y mejora, con la creación de áreas específicas en la corporación y en los negocios.

Basándose en la colaboración y el trabajo en equipo y haciendo de nexo de unión entre las diferentes áreas y negocios de la compañía, estas nuevas áreas liderarán la promoción de una cultura de innovación y mejora en Repsol, fomentando el intercambio de experiencias y buenas prácticas, así como la identificación de iniciativas transversales y multidisciplinares de alto impacto. Serán además responsables de impulsar su ejecución y del reporte de los resultados conseguidos.

Durante 2010 se ha llevado a cabo la primera evaluación del nivel de innovación, aplicando el modelo de innovación definido por el Club Excelencia en Gestión y la fundación COTEC.

Por otro lado, se ha continuado avanzando en el desarrollo de los programas clave del Plan Estratégico de Calidad. En el ámbito de las autoevaluaciones, es de destacar que más del 50% de la organización ha realizado, al menos, tres evaluaciones.

En 2010 se ha presentado a la European Foundation for Quality Management (EFQM) y a la Fundación Iberoamérica para la Calidad (Fundibeq) la metodología de autoevaluación propia de Repsol, tras su revisión iniciada en 2007, con la finalidad de asegurar el alineamiento del proceso de autoevaluación con la estrategia del negocio, la integración de las iniciativas de mejora, el seguimiento de los planes de acción, y conseguir que el vector calidad actúe como elemento de gestión del cambio. La metodología ha sido reconocida formalmente por la EFQM y la Fundibeq como una “buena práctica” de gestión.

Por otro lado, Repsol ha continuado trabajando durante 2010 en el despliegue de la gestión orientada a procesos para toda la compañía y en la utilización del benchmarking como herramienta para la mejora continua. La formalización de procesos y la identificación de indicadores y de métricas de rendimiento apoyan la toma de decisiones y ayudan a la identificación e implantación de mejoras para garantizar la consecución de los objetivos.

### *Gestión del conocimiento*

El mercado competitivo en el que se mueve Repsol exige adaptarse a sus necesidades a través de una innovación constante. Por ello, se ha propuesto contribuir a esa adaptación a través de la creación de valor y capacidades innovadoras en la organización mediante técnicas y herramientas de gestión del conocimiento.

Las iniciativas de gestión del conocimiento en Repsol contribuyen a los resultados del negocio, a la mejora de la eficiencia y a la gestión por compromisos a través del diseño y despliegue de un modelo de desarrollo y transferencia de capacidades entre todas las unidades de negocio y áreas transversales de la organización. Así, se avanza hacia un marco común para la generación de capacidades innovadoras, alineado permanentemente con los objetivos estratégicos y cuyos resultados sean cuantificables para asegurar así la mejora continua.

Repsol aspira a conseguir que la gestión del conocimiento sea una parte indiferenciada e intrínseca de la actividad diaria de sus empleados y de sus procesos

de trabajo y sistemas de evaluación, contribuyendo tanto a la creación de un marco de mejora continua e innovación como de un entorno que fomente la participación, implicación y desarrollo de las personas que trabajan en la compañía. Repsol quiere que los empleados se sientan, a través de la gestión del conocimiento, profesionalmente enriquecidos y motivados, así como animados a nivel personal, a participar activamente en el progreso de la organización.

Los empleados de Repsol, no importa dónde se encuentren ni en qué unidad o área funcional desarrollen su actividad, tendrán acceso a todo el conocimiento disponible (contenidos, personas y procesos), de forma que puedan localizar, en el momento en que lo necesiten, el conocimiento pertinente y la identificación y transferencia constante de buenas prácticas en todas sus áreas y procesos clave, contribuyendo a la creación de un entorno favorable para la innovación.

En el ámbito de la gestión del conocimiento y dentro del marco de su estrategia, se han continuado creando nuevas comunidades de práctica que, junto a las ya existentes, integran más de 26.000 personas de toda la compañía. En 2010 también se han llevado a cabo varios proyectos de retención del conocimiento de empleados y su transferencia a otros, en situaciones de jubilaciones, rotaciones, cambios, incorporación de nuevos profesionales, material de formación, etc., para asegurar la retención del conocimiento crítico. La metodología aplicada se apoya fundamentalmente en la recopilación de historias y experiencias personales (narrativas) que se registran y transmiten con medios audiovisuales.

Para acercar el conocimiento de la compañía a todos los empleados, a partir de la experiencia previa del proyecto piloto Moebius, se ha iniciado el análisis funcional del sistema de búsqueda semántica, cuya finalidad es poner al alcance de todos los empleados el conocimiento existente dentro de Repsol, en lo que se refiere a las personas, a los procesos de negocio y a todo tipo de contenidos. El análisis contempla, asimismo, el diseño de indicadores que permitan la medición de la aportación de conocimiento de los empleados, como elemento clave para hacer realidad el cambio cultural que esta iniciativa requiere.

En 2010 se ha realizado un proyecto de definición de arquitectura marco y de referencia para dar soporte al despliegue de la estrategia definida para la gestión del conocimiento en toda la compañía. Además, se han implantado los dos primeros portales de innovación en negocios, diseñados según el paradigma de la innovación abierta, que permite a los empleados canalizar sus propuestas de mejora e innovación. Tras la correspondiente evaluación, la compañía aspira a extender este tipo de portales a otros negocios. Un elemento diferenciador de este sistema es la utilización de la tecnología semántica, que optimiza todo el proceso de recogida, selección y evaluación de las ideas aportadas y favorece la creación de equipos de personas vinculadas por la afinidad de sus propuestas de mejora e innovación.

### **Relaciones laborales**

Durante 2010 se han negociado en España acuerdos colectivos para adaptar temporalmente las plantillas de aquellos negocios cuya actividad se vio afectada por las condiciones de mercado.

El 29 de septiembre fue convocada por los sindicatos CC.OO y UGT una huelga general contra la reforma laboral aprobada por el Gobierno de España. El seguimiento en las empresas del Grupo Repsol fue del 9,79 %.

En relación con YPF, cabe destacar la participación en las mesas de diálogo convocadas por el gobierno argentino dentro del marco del denominado "Pacto Social" entre empresas, sindicatos y gobierno. Paralelamente, se establecieron las pautas de

trabajo para la renegociación en 2011 de los convenios colectivos celebrados con el Sindicato Unido Petroleros e Hidrocarburíferos (SUPeH). También, con dicha organización sindical, se firmó una adenda a tales convenios, incorporando nuevos beneficios para el personal.

## **Salud laboral**

En el ámbito de la salud, destacan las siguientes iniciativas desarrolladas en 2010:

- Auditoría de Cumplimiento de Normativa Interna de Salud: con las auditorías llevadas a cabo en los complejos industriales de Puertollano y Petronor, se ha culminado el proceso iniciado en 2009 en la Dirección Ejecutiva de Refino España.
- Se desarrolló la Norma de Evaluación de Impacto Social, Ambiental y de Salud, y se realizaron talleres para los empleados de los negocios en Madrid y en Buenos Aires, en colaboración con la Dirección de Seguridad y Medio Ambiente y con la Dirección de Responsabilidad Corporativa.
- Elaboración del denominado “Sistema de Gestión de la Salud”, con el objetivo de homogeneizar las funciones y tareas de los servicios médicos.
- Campañas de Promoción de la Salud: en distintos países, como campañas de Detección Precoz de Cáncer de Colon y de Detección y control de la Hipertensión en España, de Prevención de Malaria y Hepatitis A en Ecuador, Venezuela y Colombia, de Prevención de enfermedades contagiosas en Ecuador, Colombia y Brasil, etc.

## **INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA**

Repsol considera que la inversión en I+D+i es uno de los factores clave para hacer posible un sistema energético más eficiente y sostenible, capaz de dar respuesta simultáneamente a los dos grandes retos del sector: la seguridad en el suministro y la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, manteniendo a la vez la competitividad del sistema energético. Por ello, Repsol invierte en I+D para contribuir a encontrar soluciones a retos tan importantes como los mencionados, aportando así valor a la compañía y a la sociedad.

Las incertidumbres sobre cuáles serán las tecnologías predominantes en el futuro, los plazos de maduración de los esfuerzos de I+D, los ciclos económicos y las tensiones de reducción de costes en los momentos bajos del ciclo han llevado a Repsol a elaborar un Plan Estratégico de Tecnología como parte de su estrategia empresarial. Las líneas de trabajo de dicho plan abarcan todos los negocios de la compañía: la exploración y producción de hidrocarburos, la cadena de valor del gas natural, el refino de petróleo, sus productos, la petroquímica y las nuevas energías para diversificación de la producción y uso de la energía.

En 2010, Repsol invirtió 64 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en los centros de tecnología situados en Móstoles (España) y La Plata (Argentina), a los que hay que sumar otros 7 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía. Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología y universidades públicas y privadas, tanto nacionales como internacionales. La inversión destinada a este tipo de acuerdos fue de aproximadamente 8 millones de euros. Repsol participa en programas

de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2010 formó parte de 29 proyectos impulsados por la Administración española, de 10 proyectos de la Unión Europea y de 15 proyectos de la Administración argentina.

## **Programas de I+D**

**Upstream.** En esta área, Repsol aplica las tecnologías más avanzadas de exploración para encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos. Los importantes descubrimientos reportados durante 2008, 2009 y 2010 son un buen ejemplo de la aplicación eficiente de esas tecnologías. Entre ellas destaca la tecnología geofísica desarrollada en el proyecto Caleidoscopio, que sitúa a Repsol a la vanguardia en la exploración en zonas complejas. El objetivo de elevar el grado de confianza de las imágenes del subsuelo y reducir la incertidumbre en la búsqueda de petróleo y gas se puede aplicar a miles de metros de profundidad en zonas difíciles y con grandes reservas, como el Golfo de México estadounidense y Brasil, donde espesas capas de sal ocultan los objetivos de las empresas petroleras.

Con aplicación tanto en la exploración de hidrocarburos como en el desarrollo y producción de los mismos, merecen destacarse nuevas metodologías analíticas y geoquímicas avanzadas para caracterizar sistemas petroleros con precisión o los modelos y metodologías propias para evaluar el aseguramiento de flujo de hidrocarburos en condiciones adversas, especialmente en producción offshore.

Otra de las líneas en Repsol es la aplicación de las tecnologías denominadas de recuperación mejorada, dirigidas a extraer más petróleo de los yacimientos ya en declino. Asimismo, la búsqueda de hidrocarburos no convencionales, cuyas reservas a escala mundial se estiman superiores a las explotadas hasta ahora, es un gran reto para la compañía, que requiere del desarrollo y la aplicación de tecnologías especiales.

**GNL.** Durante 2010, con la puesta en marcha de Peru LNG, Repsol consolida su posición relevante a nivel internacional en el sector del GNL. En esta área se desarrollan tecnologías de licuación para ser utilizadas en sistemas flotantes, lo que debe permitir poner en valor reservas de gas que hoy en día no se pueden explotar de forma económicamente competitiva. Repsol también mantiene una vigilancia tecnológica sistemática de vías alternativas de valorización de las reservas de gas, como la conversión del gas natural en combustibles líquidos.

**Downstream.** En el área del refino de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, especialidades...), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías y a la mejora de la calidad de sus productos, con especial atención a los avances en la eficiencia energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, pueden citarse los trabajos que han permitido procesar crudos no convencionales y biocombustibles, el coprocesamiento de biomasa en refinería, la innovación dirigida a la expansión internacional en lubricantes y al desarrollo de asfaltos de mayor calidad ambiental, el apoyo a aplicaciones del GLP para automoción y sistemas integrados de mayor eficiencia energética.

En petroquímica, las líneas de desarrollo tecnológico continúan de manera prioritaria orientadas a la obtención de nuevos productos diferenciados y especialidades, así



como a la mejora de los procesos en su eficiencia global y en el ahorro de costes. En 2010 destacó la implantación industrial de nuevos catalizadores de poliolefinas y el desarrollo de productos para tubería, inyección y fibras con mejores propiedades, la fabricación industrial de grados de caucho hidrogenado de mayor valor añadido y el desarrollo de tecnologías para la producción de polioles de nueva generación para espumas de poliuretano, fertilizantes azufrados y bioparafinas.

En abril de 2010, simultáneamente a la creación de la Unidad de Negocio de Nuevas Energías, se ha puesto en marcha la Dirección de Tecnología de Nuevas Energías para impulsar y reforzar los proyectos de I+D y de demostración relacionados con las nuevas energías, entre otros, intensificando la actividad en el campo de la bioenergía, a través del desarrollo de proyectos en la cadena de valor de la producción de los combustibles de origen biológico renovable.

En el área de gestión de CO<sub>2</sub>, la actividad se centra en el desarrollo de proyectos de captura y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> y otras tecnologías alternativas como la fijación del CO<sub>2</sub> a través de biomasa. Adicionalmente, se inicia la actividad de exploración de tecnologías emergentes de generación eléctrica renovable y en sistemas de suministro de energía eléctrica, recarga y almacenamiento para vehículos híbridos y eléctricos.

### **Estudios de prospección tecnológica**

Para alcanzar un futuro energético sostenible hay que superar ambiciosas fronteras tecnológicas a fin de disponer de nuevas y mejores soluciones, tanto en el sector del petróleo y el gas como en otros ámbitos energéticos. Repsol realiza de forma sistemática estudios de prospección para identificar oportunidades derivadas de la evolución a largo plazo de las principales tecnologías en el sector energético y petroquímico.

Se pueden mencionar los estudios sobre bioenergía, los futuros motores de combustión y la electrificación del transporte, las energías renovables, la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> o los biopolímeros. Estos estudios permiten a Repsol desarrollar nuevas competencias y orientar sus futuras líneas de trabajo.

## **RESPONSABILIDAD CORPORATIVA**

Las empresas energéticas aceptan un gran reto y una gran responsabilidad al afrontar los desafíos de un modelo energético sostenible que garantice un suministro seguro, contribuya a paliar los efectos del cambio climático y respete los derechos humanos en todos sus ámbitos de actuación.

Repsol mantiene un compromiso activo con los diez principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas desde 2003, cuando se adhirió a esta iniciativa de elevado valor para conseguir un mundo más justo y cohesionado. Durante 2010 ha colaborado en diversas acciones relacionadas con el Pacto Mundial. Asimismo, Repsol es consciente de que la actividad extractiva produce una importante fuente de ingresos para los gobiernos de los países con recursos naturales. Si se gestionan adecuadamente, pueden y deben contribuir muy positivamente al crecimiento de su economía. Por eso, desde el momento de su lanzamiento, la compañía se adhirió a la Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), la iniciativa global que consideramos mejor posicionada para lograr el objetivo de aumentar la transparencia financiera. En 2010, Repsol ha apoyado financieramente al Secretariado de la EITI y ha participado en diversas iniciativas para su difusión.

Asimismo, ha puesto en marcha su segundo Plan de Sostenibilidad 2012. Este plan se enmarca dentro del Sistema de Gestión de la Responsabilidad Corporativa de la compañía, en la fase de gestión de los cambios necesarios para maximizar las oportunidades sociales y ambientales, y se compone de actuaciones dirigidas a la revisión de procesos de la compañía y a la formación específica para los empleados.

Las 61 acciones del plan se agrupan en 9 programas estratégicos:

1. Incremento de la seguridad
2. Comportamiento ético y lucha contra la corrupción.
3. Respeto de los derechos humanos.
4. *Compromiso con nuestra gente.*
5. Inserción en la comunidad.
6. Energía sostenible y cambio climático.
7. Control y minimización del impacto ambiental.
8. Influir sobre nuestros proveedores, contratistas, subcontratistas, distribuidores, socios y clientes.
9. Rendir cuentas de nuestro desempeño social y ambiental.

Repsol va a seguir trabajando por hacer de la seguridad un rasgo característico de la cultura de la compañía, con iniciativas que incluyen la actualización de su sistema de gestión de riesgos y la mejora de la seguridad de los procesos, del transporte, del control de emergencias y del sistema de gestión de seguridad.

El comportamiento ético y la lucha contra la corrupción representan la base sobre la que necesariamente se apoya el resto de acciones. Aquí la compañía va a seguir contribuyendo al refuerzo del estándar ético de sus negocios, con iniciativas que aumentarán la capacidad de tomar decisiones éticas ante cualquier dilema, y que reforzarán el compromiso con la Norma de Ética y Conducta del Grupo. Repsol adoptará formalmente una Política de Fomento de la Transparencia, Anticorrupción y Soborno, y continuará impulsando la transparencia financiera en la industria extractiva.

A través del programa de respeto de los derechos humanos, reforzará el requerimiento de respetar los derechos humanos que ya está vigente en el código de conducta de la compañía, a través de la elaboración de una política de respeto de los mismos de aplicación mundial. Además, entre otras iniciativas, aumentará su capacidad de actuar y tomar decisiones a favor de los derechos humanos, incluso en situaciones poco habituales, con programas de formación específicos que quedarán incluidos en los itinerarios formativos de los profesionales de la compañía.

Otro de los programas es el de *Compromiso con nuestra gente*. Con este plan, Repsol va a abordar algunas iniciativas novedosas, en el ámbito de la protección de la igualdad de la mujer entre sus empleados; la conciliación de la vida profesional y personal; el impulso de las ideas innovadoras; y el fomento de la cultura de la salud.

El programa de inserción en la comunidad incluye acciones para conocer las expectativas de todos los grupos de interés de la compañía; y el desempeño social, con el objeto de poder mejorarlo. Repsol también va a trabajar en mejorar nuestras relaciones con las comunidades locales, porque considera que puede beneficiarlas más con el empleo y las compras que genera.

En cuanto a las iniciativas ambientales, la compañía continuará identificando oportunidades para mejorar su eficiencia energética y disminuir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Asimismo, seguirá invirtiendo también en investigación y desarrollo de nuevos biocombustibles y otras energías alternativas, y en tecnologías

para la captura y el almacenamiento de CO<sub>2</sub>; y continuará trabajando para reducir sus emisiones al aire, optimizando la gestión del agua, mejorando la gestión de los residuos, reforzando el control sobre los derrames, y conociendo mejor los impactos en la biodiversidad.

Una de las áreas que se estrena con este plan es la que agrupa acciones para influir en los socios y en la cadena de valor hacia estándares más elevados de gestión ética, social y ambiental. Dado que la reputación va pareja, en buena medida, a la de nuestros socios, proveedores, contratistas, subcontratistas y distribuidores, Repsol promoverá entre ellos nuestros estándares éticos y socio-ambientales, y también fomentará el consumo responsable de energía entre nuestros clientes.

Para rendir cuentas sobre los avances y el desempeño en cuestiones éticas, sociales y ambientales, Repsol publica anualmente su Informe de Responsabilidad Corporativa y el Informe de Progreso del Pacto Mundial de Naciones Unidas. Consciente de la importancia de los impactos generados por las actividades y operaciones de la compañía, y por tanto, de la relevancia de la rendición de cuentas a los grupos de interés a nivel local, Repsol ha publicado por segundo año consecutivo el Informe de Responsabilidad Corporativa de Repsol YPF Ecuador. Como novedad, el informe 2009 de Ecuador, publicado en 2010, ha sido verificado externamente por un experto independiente. Asimismo, en 2010 se ha publicado por primera vez un Informe de Responsabilidad Corporativa de YPF en Argentina.

La presencia de Repsol en los índices de sostenibilidad es una prueba de cómo la compañía ha sido capaz de ganarse la confianza de aquellos analistas e inversores institucionales que entienden que la responsabilidad corporativa es un buen indicador de la calidad de gestión y gobierno de una compañía.

Por quinto año consecutivo, el desempeño de la compañía en materia de responsabilidad corporativa ha sido reconocido y siguió formando parte de los prestigiosos índices de sostenibilidad FTSE4Good y Dow Jones Sustainability Indexes. En este último, de las 112 petroleras analizadas a nivel internacional, Repsol es una de las 12 compañías que forman parte del índice mundial (DJSI World) y tan sólo 4 empresas europeas del sector de hidrocarburos (Oil&Gas) han sido incluidas en el índice europeo (DJSI Europe). Repsol es la segunda empresa del sector por puntuación en la dimensión ambiental y la primera en la dimensión social. Asimismo, ha obtenido por primera vez la máxima puntuación global en política y sistema de gestión ambiental y, además, ha alcanzado la máxima calificación del sector en los criterios de cambio climático, estándares para proveedores, diálogo con grupos de interés, impacto social en la comunidad, gestión de la relación con los clientes y transparencia.

Repsol ha revalidado en 2010 la permanencia en los Ethibel Sustainability Indexes (ESI), Global y Europeo, que reconocen a las mejores empresas en cada sector en cuanto a su desempeño en responsabilidad corporativa y sostenibilidad.

### **Fundación Repsol**

La Fundación Repsol desarrolló en 2010 una gran variedad de proyectos en el marco de su compromiso de mejora sostenible de la sociedad.

Un área a la que la Fundación está dedicando especial importancia es el de la ciudadanía responsable. En este ámbito de actuación se inscribe Ciudadano R, una iniciativa para promover una cultura de participación y de compromiso y fomentar valores de responsabilidad, solidaridad y respeto. En la edición de 2010, la caravana de Ciudadano R, una unidad móvil expositiva e interactiva con juegos y talleres, se desplazó por diferentes ciudades de España, sensibilizando a los más jóvenes sobre la importancia de realizar un uso responsable y eficiente de la energía y la necesidad

de cuidar y respetar el medio ambiente. En su recorrido, la caravana recibió más de 37.700 visitas.

En el ámbito del Observatorio de Energía, la Fundación actualizó el Índice de Eficiencia Energética, que proporciona información global y desagregada sobre la evolución de la misma y su contribución a la reducción del consumo energético, y desarrolló un nuevo índice, el de Intensidad de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Este ofrece información por sectores de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la producción, distribución y uso de la energía en España y en la Europa de los 15.

En el campo de la educación y formación, además de los programas de becas y la colaboración con universidades y otras instituciones académicas, la Fundación apuesta por la investigación científica y la generación y difusión del conocimiento. En este sentido, destaca Movilab, un programa desarrollado junto con el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) para acercar la ciencia a los ciudadanos en general y, en particular, promover el interés de los escolares por las vocaciones científicas. Durante el curso académico, un laboratorio móvil instalado en el remolque de un camión recorre las principales capitales de provincia y diversas localidades de la geografía española mostrando talleres interactivos con técnicas pedagógicas y rigor científico.

Contribuir a la integración social y laboral de las personas con discapacidad es una de las tareas en las que la Fundación está cada vez más implicada, trabajando en iniciativas que abarcan la educación, la cultura y el deporte. Así, en el último trimestre del año se puso en marcha, en colaboración con la Fundación ONCE, el programa de sensibilización educativa “Tu formación no tiene límites. Desarrolla tu futuro”, cuyo objetivo es fomentar el acceso a la universidad de las personas con discapacidad y normalizar sus procesos de integración laboral. Destaca también el programa de colaboración con la Fundación Bobath, por el que jóvenes afectados por parálisis y daño cerebral han accedido a una formación profesional reglada en Gestión Administrativa, lo que les permitirá tener una oportunidad de empleo. En 2010, tres alumnos del programa, que incluye prácticas en empresa, concluyeron con éxito sus estudios, obteniendo su título de técnicos. En el deporte, la Fundación apoya iniciativas que posibilitan la práctica de deportes de montaña y ciclismo adaptado a deportistas con diversos tipos de discapacidad en un ambiente normalizado, junto a familiares y amigos. Por otro lado, en colaboración con otras entidades, promueve talleres literarios y de teatro, específicos para este colectivo.

En esta línea de actuación, se enmarca “Recapacita”, una iniciativa para sensibilizar a la sociedad de los problemas a los que se enfrentan las personas con distintos tipos de discapacidad. “Recapacita” es un espacio interactivo que recrea un circuito de los sentidos, mostrando mediante una serie de actividades en las que los participantes se ponen en el lugar de una persona con discapacidad, las dificultades que este colectivo encuentra en la vida diaria.

En el ámbito de la cooperación internacional y la ayuda al desarrollo, la Fundación Repsol se ha implicado de forma activa en la reconstrucción de Haití. Además de la donación inicial de 100.000 euros y de la campaña de recogida de fondos entre los empleados y la población en general para ayudar a los afectados por el terremoto, la Fundación ha articulado un proyecto de ayuda global para contribuir al desarrollo y a la reconstrucción del país caribeño. Así, con la iniciativa “Árboles solidarios”, se plantarán 29.000 árboles de especies locales para desarrollar un proyecto agroforestal que permitirá generar recursos de una manera sostenible y mejorar los recursos alimentarios y las condiciones socioeconómicas y medioambientales de las poblaciones de la sección comunal de Pichon, en el sureste de Haití. Adicionalmente, otros proyectos se centran en impulsar iniciativas locales que promueven la

producción agrícola, pesquera y ganadera, así como la transformación y comercialización en los mercados locales de estos productos. Estos programas se están realizando en colaboración con Solidaridad Internacional.

En Senegal, en colaboración con la Fundación Por Una Sonrisa en África, se ha dotado de infraestructura a centros educativos y de salud de varias comunidades situadas al sur de Dakar, beneficiando de manera directa e indirecta a más de 6.000 personas.

En el marco del Año Internacional de la Biodiversidad, la Fundación ha contribuido a mejorar el conocimiento de la biodiversidad y de su importancia para la vida y el desarrollo económico realizando varias acciones, como las exposiciones en el Real Jardín Botánico de Madrid “Biodiversidad en España” e “Imágenes del paraíso. Las colecciones de Mutis y Sherwood”, y la celebración de la I Jornada de Biodiversidad y Responsabilidad Social. Este foro de reflexión, celebrado en mayo de 2010, abordó la biodiversidad desde los puntos de vista económico, social, ambiental y científico, y puso de manifiesto su importancia en un modelo de desarrollo sostenible.

La difusión del arte y la cultura es otro factor que contribuye al desarrollo y al progreso de la comunidad. La colaboración de la Fundación con museos, instituciones y otras fundaciones de carácter cultural acercan la música, el teatro, el arte y la literatura a los ciudadanos.

La Fundación también promueve y desarrolla estudios sociales de interés general con el objetivo de profundizar en el conocimiento de las necesidades y problemas sociales más presentes en nuestra sociedad y contribuye a la generación y difusión de conocimiento, tanto a nivel divulgativo como a nivel experto. Sus líneas de investigación abarcan diversos campos temáticos: observatorio social de la energía, movilidad responsable y ciencia y sociedad. En el ámbito de la movilidad responsable, se presentaron en 2010 dos estudios complementarios: “La alimentación en los viajes por carretera. Hábitos y comportamientos”, que analiza los principales hábitos y comportamientos alimenticios de los conductores y los acompañantes en los desplazamientos por carretera; y “Recomendaciones nutricionales durante los viajes”, realizado en colaboración con la Fundación Española de la Nutrición para determinar las pautas más adecuadas de alimentación en los diferentes desplazamientos, teniendo en cuenta factores como distintos grupos de población, el tipo de trayecto, el medio utilizado o la época del año. Como complemento a estos estudios, se ha elaborado en colaboración con la Dirección General de Tráfico (DGT) un decálogo de buenas prácticas para una correcta alimentación al volante y contribuir a una conducción más segura.

La Fundación Repsol desarrolla actividades en países en los que la compañía está presente, con proyectos específicos y adecuados a las necesidades de cada zona. Así, en Ecuador promueve un programa de microcréditos en las provincias de Orellana y Sucumbios para mujeres con bajos ingresos y que están excluidas de los sistemas financieros formales, lo que les permite generar sus propios recursos de empleo.

En Perú, la Fundación ha puesto en marcha el Centro de Estudios y Desarrollo Humano Integral para jóvenes en riesgo de exclusión social en Arequipa y se han mejorado las infraestructuras educativas de Pachacútec con la construcción de un colegio de secundaria y de un aula de formación básica en el Centro de Estudios y Desarrollo Comunitario (CEDEC), posibilitando la incorporación de jóvenes en riesgo de exclusión social al sistema educativo. Asimismo, se ha iniciado la construcción de la Escuela Luisa Astrain para dar acceso a la educación a niños en situación de extrema pobreza.

En Bolivia, en ámbitos como el de la salud, se ha iniciado la construcción de un pabellón de pediatría y de emergencia que amplía la capacidad de atención del Hospital San José Obrero en Santa Cruz de la Sierra, un área con grandes

necesidades en este campo. Igualmente, se ha continuado con el programa de viviendas saludables para combatir el mal de chagas en algunas comunidades del país.

Estos programas y otras iniciativas son un ejemplo del compromiso de la Fundación Repsol con la mejora de la sociedad y el bienestar de las personas.

## **Fundación YPF**

Desde su creación en 1996, la Fundación YPF trabaja en el desarrollo de iniciativas relacionadas con la educación, la investigación científica, la preservación del patrimonio, la difusión de la cultura y la protección del medio ambiente, sobre todo en Argentina.

En 2009 se comenzó a trazar un camino de desarrollo social en zonas donde la compañía tiene actividad productiva. En 2010 se alcanzaron dos importantes metas: las inauguraciones del Centro Cultural Las Heras, en Santa Cruz, y del Museo del Petróleo y del Medio Ambiente, en La Plata.

En el campo de la educación, en 33 escuelas técnicas de Buenos Aires, Chubut, Mendoza, Neuquén y Santa Cruz, se fortaleció la educación media a través de capacitación docente con un alto nivel académico, equipamiento de nueva generación y material didáctico. El centro de interpretación móvil *Ciencia y Tecnología en Movimiento* se presentó en la Feria del Libro y recorrió escuelas y ferias de ciencias de diferentes puntos del país. Además, se dio apoyo a 200 estudiantes en sus estudios universitarios relacionados con la industria del petróleo y del gas; y a 69 profesionales en su labor científico-tecnológica de posgrado.

Con el fin de mejorar la inclusión laboral y social de las personas, se continuó con el programa de formación en oficios en las localidades donde opera la compañía. En 2010 se ha sumado una nueva iniciativa, el Programa Re-Conocer, que atiende la problemática de la discapacidad creando conciencia e implementando acciones para la inclusión educativa y laboral.

En el ámbito del desarrollo sostenible, la Fundación YPF trabajó en conjunto con diversas instituciones, como el Ecocentro, la ONG Aves Argentinas y Parques Nacionales, en la coordinación de proyectos de investigación y sensibilización sobre mejora ambiental y protección y conservación del entorno y de la biodiversidad.

En el plano cultural, junto con la comunidad Amijai y con el programa de mecenazgo de la ciudad de Buenos Aires, se convocó el Primer Concurso Internacional de Violín Buenos Aires 2010: 25 jóvenes violinistas de todo el mundo fueron evaluados por un prestigioso jurado internacional presidido por el Maestro Shlomo Mintz.

Por segundo año consecutivo, el Ciclo Cultural Fundación YPF presentó más de 100 obras de teatro y espectáculos musicales gratuitos para adultos y jóvenes en 13 localidades del país. Y con *Arte en la Torre*, un nuevo espacio para el arte contemporáneo en la sede de Buenos Aires, la Fundación YPF acercó al público la obra de importantes artistas argentinos.

Asimismo, se ha iniciado el programa *Muestras Itinerantes* con la exposición fotográfica *Vuelo de Cabotaje*, de Marcos López. En las provincias de Formosa y La Rioja se llevó a cabo el programa *Argentina Pinta Bien 2010*. Y se presentó *Los Caballos de San Martín*, esculturas realizadas con restos no utilizables de material industrial por parte de los participantes del Taller de Arte Metalúrgico.

En 2010 se ha trabajado activamente en la preservación del patrimonio argentino. El proyecto de conservación y restauración de la obra de Cándido López, la restauración del grupo escultórico de la fachada del Museo Etnográfico Juan Ambrosetti, la

renovación de las confiterías del Teatro Colón y la recuperación del Museo Gauchesco y Parque Criollo Ricardo Güiraldes, dan cuenta de ello.

También se han editado dos libros sobre la historia del Rosedal de Palermo y del Patio Andaluz; se ha presentado el libro *Parques Nacionales Argentinos*, del artista Diego Ortiz Mugica, que se ha desarrollado junto con la Fundación Parques Nacionales y Telefónica; y se ha lanzado la segunda entrega de los diccionarios de léxicos, *La Academia y La Lengua del Pueblo*, con la Academia Argentina de Letras.

### **Fundación Repsol YPF del Ecuador**

Para profundizar en su firme compromiso social, Repsol decidió voluntariamente crear una fundación en Ecuador con el objetivo principal de trabajar por el desarrollo de las comunidades indígenas y mestizas ubicadas en territorios de influencia indirecta del bloque 16. La Fundación Repsol YPF del Ecuador se fundó el 11 de mayo de 2001.

A partir de un estudio de las condiciones socioeconómicas y culturales de la zona, se identificaron tres líneas prioritarias de intervención para mejorar las condiciones de vida de la población. La primera se relaciona con la educación y la inserción laboral; la segunda está orientada a la salud y la salubridad; y la tercera se refiere al fortalecimiento de las capacidades productivas y comerciales a nivel micro y local. Asimismo, cabe destacar que se ha implementado en 2010 el Modelo de Negocios Inclusivos, el cual, además de generar beneficios empresariales, crea valor social y económico al integrar a personas de bajos ingresos en las actividades productivas de muchas compañías.

En 2010, la Fundación Repsol YPF del Ecuador participó en 22 proyectos de desarrollo social. De éstos, cabe señalar que 11 fueron ejecutados durante el ejercicio, mientras que los 11 restantes fueron proyectos en seguimiento, en los que predominaron las labores de acompañamiento y asistencia técnica. Dentro de la fundación existe el convencimiento de que la sostenibilidad de las iniciativas apoyadas requiere de una inyección de fondos, pero una vez finalizado este proceso, es preciso continuar acompañando los proyectos a través de un seguimiento continuado hasta conseguir su total autonomía.

Un total de 11.865 personas se beneficiaron de la programación desarrollada por la Fundación Repsol YPF del Ecuador con fondos propios o con los recursos aportados por las entidades contrapartes, aliados estratégicos de la fundación y las propias comunidades.

Se mantiene el esfuerzo de generar propuestas para buscar financiación adicional, con la perspectiva de conseguir que entidades de cooperación multilateral y otras empresas se sumen a las iniciativas de apoyo a proyectos de desarrollo social y ambiental.

## **MEDIO AMBIENTE**

La atención al medio ambiente constituye para Repsol un aspecto central de la gestión de sus actividades. Este principio está asumido en la visión estratégica de la compañía, con el compromiso de “contribuir al desarrollo sostenible y a la mejora del entorno social, y respetar los derechos humanos, el medio ambiente y la seguridad”.

Los principios de Repsol en materia de seguridad y medio ambiente están definidos en su Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente, de aplicación en todas las actividades de la compañía. Uno de los principios es el de incorporar criterios de

seguridad y medio ambiente en todo el ciclo de vida de las actividades con el propósito de prevenir daños en las personas y en los bienes y minimizar el impacto sobre el entorno.

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente es el sistema de gestión, que está constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector.

Se ha impulsado la certificación ISO 14001 en las instalaciones como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, están certificadas todas las refinerías, plantas químicas, e instalaciones de lubricantes y especialidades, prácticamente todos los centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades. (Ver detalle de centros certificados en [www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

Durante 2010 se llevaron a cabo inversiones ambientales significativas destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética, a la optimización en el consumo de agua, a la reducción de la carga contaminante de los vertidos y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado.

En la nota 35 de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones, gastos y actuaciones futuras de naturaleza ambiental. Adicionalmente, en el Informe de Responsabilidad Corporativa 2010 de Repsol se detallan las actuaciones más destacadas que se han llevado a cabo en el año para la protección y conservación del medio ambiente, así como la evolución de los indicadores más relevantes.

## **ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO**

Durante 2009 y 2010 se ha desarrollado la Estrategia de Carbono para afrontar el desafío de proporcionar un suministro energético responsable. Tras la creación de la nueva unidad de negocio de Nuevas Energías (ver apartados Downstream e Innovación y Tecnología) y el despliegue de posicionamientos y planes de acción, se ha iniciado una nueva etapa de la Estrategia de Carbono de Repsol, para:

- Promover una cultura común de reducción de carbono y orientar el despliegue de iniciativas, tanto en los negocios de Upstream y Downstream como en los de Nuevas Energías.
- Identificar sinergias entre todos los negocios de cara a la reducción de carbono.

La Estrategia de Carbono de Repsol está orientada a seis ámbitos de actuación:

- Eficiencia energética para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y los costes operativos.
- Mercados de Carbono, centrados en la cobertura del déficit previsto en el régimen de comercio de emisiones de la UE (EU ETS), el desarrollo de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y la obtención de Reducciones Certificadas de Emisiones (CER).
- Prospección, desarrollo e implantación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.



- Estrategia de biocombustibles para su investigación, desarrollo, producción, mezcla y distribución.
- Desarrollo de nuevas tecnologías para el transporte, que contribuyan a garantizar el suministro con combustibles más limpios y con menor impacto para el medio ambiente.
- Búsqueda de oportunidades de negocio para la generación eléctrica renovable, estableciendo sinergias con las actuales operaciones de la compañía.

En el ámbito del cambio climático, cabe destacar los siguientes hechos durante 2010:

- Naciones Unidas ha aprobado el proyecto industrial de la refinería de YPF en La Plata (Argentina) como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), convirtiéndose en el primer proyecto de este tipo aprobado a nivel mundial. El MDL, instrumento contemplado en el Protocolo de Kioto, permite a las compañías desarrollar proyectos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), favoreciendo así el desarrollo sostenible y la implementación de tecnologías limpias en los países donde se realiza la inversión. El proyecto permitirá una importante reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (aproximadamente 200.000 toneladas de CO<sub>2</sub>/año) provenientes del aprovechamiento de unos gases residuales del proceso, que antes eran quemados en la antorcha. El uso de dicho gas en equipos de la refinería desplaza en parte el uso de los combustibles gas natural o fuelóleo.

Asimismo, para conseguir la aprobación del proyecto, fue necesario desarrollar una nueva metodología aprobada por Naciones Unidas en 2007 bajo el nombre de AM0055 "Baseline and Monitoring Methodology for the recovery and utilization of waste gas in refinery facilities". Actualmente, existen cuatro proyectos en el mundo que se están desarrollando aplicando esta metodología.

- Una vez más, la compañía ha sido incluida en el selectivo índice Climate Disclosure Leadership (CDLI), en el que se encuentran las 51 mejores compañías industriales del mundo situadas en el FTSE Global Equity Index Series (Global 500) en materia de comunicación y transparencia ante el cambio climático. También ha sido calificada en el nuevo Climate Performance Leadership Index (CDPI), que reconoce a las 48 compañías con una estrategia más desarrollada en la gestión de los riesgos y oportunidades asociados al cambio climático y que están adoptando las mejores medidas relacionadas con su mitigación. Repsol es una de las dos únicas petroleras del mundo que están presentes en ambos índices, y también es una de las dos compañías españolas que están incluidas en los dos rankings.
- Adicionalmente, en marzo de 2010, Repsol fue premiada con el Emissions Tracking Carbon Verification Leaders Award 2010, en reconocimiento a la información facilitada por la compañía sobre la verificación y contabilización de sus emisiones de gases de efecto invernadero. Según este galardón, que otorga la Environmental Investment Organization (EIO), Repsol es una de las siete empresas, entre las 1.000 analizadas en este estudio, cuyo Informe de Emisiones ha sido totalmente aceptado y verificado y, además, es la única compañía energética que ha obtenido un reconocimiento completo.

## COMUNICACIÓN

Para Repsol, la transparencia y la cercanía en las relaciones con los diferentes grupos de interés de la compañía son el pilar fundamental de su estrategia de comunicación. Hoy en día, la sociedad demanda información accesible, por lo que Repsol no duda en atender esta necesidad de la forma más fluida y veraz posible, a través de distintas herramientas.

### **Accionistas e inversores**

Estos colectivos tienen a su disposición numerosos medios para conocer el día a día de la compañía. Repsol cuenta desde su salida a Bolsa en 1989 con la Oficina de Información al Accionista (OIA) y con la Dirección de Relación con Inversores, a través de las cuales atiende a sus accionistas, inversores institucionales y analistas bursátiles. En los últimos años, ha habido un incremento notable de cobertura de la compañía por parte de los analistas, hasta llegar a 41 analistas que siguen de manera efectiva la evolución de la compañía.

Para facilitar las necesidades de información de los accionistas, Repsol pone a su disposición la OIA, en la que los accionistas, bien personándose en sus instalaciones, a través del teléfono gratuito 900 100 100 o mediante correo postal o electrónico, pueden solicitar cuanta información puedan necesitar. La OIA atendió durante 2010 unas 52.000 llamadas (una media de 200 al día). Las consultas más habituales se centraron en la cotización de la acción, la Junta General, la política y las fechas de pago de dividendos y los hechos relevantes de la compañía.

Además, en la página web corporativa ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)) se puede acceder a toda la información relevante sobre la compañía, así como a contenidos específicos en el apartado “Información para accionistas e inversores”, que en 2010 tuvo más de 200.000 visitas. El portal también cuenta con varias direcciones de correo electrónico (siendo la genérica [infoaccionistas@repsol.com](mailto:infoaccionistas@repsol.com)) a la que se pueden dirigir consultas y solicitar publicaciones. En 2010 se recibieron en estos buzones más de 5.000 correos electrónicos en los que básicamente se solicitaba información sobre Repsol.

La Dirección de Relación con Inversores se comunica de forma fluida con los inversores institucionales y analistas bursátiles. A lo largo del ejercicio se realizó un *roadshow* (encuentros fuera de las oficinas de Repsol con inversores institucionales) en Europa y Estados Unidos, en el que participó la alta dirección, y otros 20 encuentros protagonizados por el equipo de relación con inversores. Adicionalmente, Repsol asistió a diversas conferencias sectoriales, tanto en Europa como en Estados Unidos, en el marco de las cuales también se organizaron reuniones con inversores institucionales. Si a lo anterior se añaden las visitas recibidas en las oficinas de la compañía, se alcanza un total aproximado de 500 inversores institucionales contactados durante 2010. Por último, la Dirección de Relación con Inversores organizó un *field trip* (visita enfocada a que los analistas e inversores institucionales conozcan un activo representativo de la compañía, con la asistencia de la alta dirección y la dirección local) en Perú, al que acudieron 23 analistas que siguen la evolución de la compañía.

### **Medios de comunicación**

La política de relaciones con los medios de comunicación de Repsol se basa en los principios de transparencia, inmediatez, rigor y veracidad de la información que se transmite. La compañía trabaja siempre para que las demandas de información de los periodistas sean respondidas con la mayor rapidez posible, manteniendo un contacto fluido y continuo con los medios, que se considera fundamental para poder transmitir

la evolución, actividad y gestión de una compañía que está presente en más de 30 países.

La DG de Comunicación y Gabinete de Presidencia de Repsol atiende a diario a medios generalistas y especializados, tanto del ámbito internacional como nacional, regional y local, para informar de todo aquello que los profesionales de este sector necesitan. Además, se mantiene una estrecha relación con los medios locales de aquellos lugares donde se emplazan los complejos industriales de la compañía.

Las principales actividades e iniciativas de Repsol se comunican a todos los medios de comunicación a través de comunicados de prensa. Repsol distribuyó en 2010 más de 70 notas de prensa sólo en España, a las que se unen otras difundidas por los complejos industriales en el ámbito local, las emitidas en los países donde opera la compañía y las vinculadas con los proyectos de patrocinio deportivo.

Para reforzar la relación con los medios de comunicación se organizan ruedas de prensa y reuniones informativas específicas. En este sentido, en 2010 destacó la rueda de prensa de presentación de los resultados del ejercicio 2009, que tuvo lugar el 25 de febrero de 2010, y la de presentación de los principales proyectos e inversiones contemplados en el plan Horizonte 2014 (29 de abril de 2010).

La página web de la compañía dispone de un espacio específico, la sala de prensa, que permite acceder de modo inmediato a información del Grupo. A través de este espacio se ponen a disposición de los medios de comunicación y del público en general los comunicados de prensa emitidos por Repsol, así como publicaciones, fotografías, vídeos y todo tipo de información relevante sobre la compañía. También se dispone de herramientas de gran utilidad, como un glosario de términos.

Repsol cuenta con un buzón de prensa ([prensa@repsol.com](mailto:prensa@repsol.com)) que facilita la relación con los distintos medios de comunicación. A través de este canal se atendieron durante 2010 más de 4.000 consultas y peticiones de información. Asimismo, a diario se dan respuesta a decenas de consultas planteadas a través del teléfono.

El compromiso de Repsol con la transparencia y el rigor informativo se vio recompensado en 2010 con dos galardones: en febrero, Repsol fue elegida como la empresa del sector energético que mantiene una mejor relación con la prensa española, según la segunda oleada del estudio KAR realizado por IPSOS. El 46% de los periodistas españoles encuestados señalaron a Repsol como la empresa del sector que mantiene mejores relaciones con la prensa.

La Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación de Barcelona comunicó a mediados de noviembre que concedía a Repsol la 46 edición del Premio Llotja, que reconoce el esfuerzo de la compañía en vertebrar un sistema de información veraz, completo y accesible para los accionistas e inversores, así como para la sociedad en general.

### **Repsol en Internet**

Para Repsol, la transparencia y la cercanía con los diferentes grupos de interés es una prioridad. En este sentido, el portal [www.repsol.com](http://www.repsol.com) constituye una herramienta fundamental.

En 2010, la compañía reafirmó su apuesta por el medio digital centrándose en tres grandes líneas de actuación. En primer lugar, la creación de nuevo contenido digitalizado que facilite el conocimiento de Repsol, de sus marcas y productos y se acerque a sus usuarios con contenidos exclusivos y de interés. En segundo lugar, apostando por nuevas plataformas como el iPad y el iPhone, en donde están disponibles aplicaciones de la Guía Repsol. Y en tercer lugar, fomentando el diálogo y la interacción a través de sus perfiles en las redes sociales.

En 2010, repsol.com alcanzó los 70 millones de páginas vistas y los 5 millones de visitas mensuales y fue reconocido, un año más, por organismos españoles y europeos expertos en comunicación digital: la Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas, que entregó el VIII Premio AECA a la empresa del Ibex 35 con mejor información financiera en Internet, y la consultora internacional Hallvarsson&Halvarsson, que por séptimo año consecutivo posicionó a Repsol como la primera empresa española, manteniéndose así entre las diez mejores compañías europeas en efectividad y transparencia de webs corporativas.

En el ámbito de las redes sociales, Repsol afianzó su presencia centrada en la Guía Repsol y el patrocinio deportivo. Con perfiles en Facebook y Twitter, con más de 60.000 y 4.000 seguidores respectivamente, además de contar con un blog gastronómico y otros dos de los pilotos de Repsol Dani Pedrosa y Marc Márquez. En términos corporativos, se ha puesto en marcha un sistema de monitorización y escucha activa que permite conocer las percepciones de los diferentes grupos de interés en la red.

Estos resultados, y el constante interés de Repsol por consolidar la relación con los stakeholders, fomentar la interacción y atender directamente sus demandas de información a través de las múltiples posibilidades que ofrece el medio digital, han permitido que repsol.com consolide durante 2010 su liderazgo en transparencia y comunicación online en España y Europa.

## **GESTIÓN DE INTANGIBLES**

Una buena parte del valor de las empresas reside en sus intangibles, constituyendo la marca y la reputación dos valores estratégicos claves para la diferenciación y la generación de confianza entre los diferentes grupos de interés.

Por ello, en Repsol se impulsa la gestión de estos intangibles desde la Dirección de Estrategia de Comunicación, Reputación Corporativa y Marca.

### **Estrategia de marca**

En Repsol se entiende la marca en su sentido más amplio, abarcando desde la identidad visual hasta las diferentes formas de comunicación (comunicación interna, publicidad, marketing, relaciones públicas, patrocinios y mecenazgos). Y Repsol está convencida de su creciente importancia como elemento clave en la diferenciación del producto y servicio, la continuidad del liderazgo de cara a clientes y la sociedad en general, y la capacidad de atraer y retener capital humano.

Una identidad común óptimamente gestionada permite a la compañía presentar un mensaje unívoco y diferenciador ante sus audiencias, así como construir vínculos de pertenencia con ellas.

Son muchos los reconocimientos que la marca Repsol acumula a lo largo de su historia, ocupando posiciones destacadas en los rankings de marca de mayor prestigio como Interbrand y “Trusted Brands 2010”.

### **Reputación**

La reputación corporativa, entendida como la capacidad para generar confianza, respeto y admiración, es un factor clave para la gestión empresarial. El objetivo de su

gestión es impulsar la mejora constante de la organización y de su reconocimiento externo.

Repsol es pionera en este ámbito, siendo una de las empresas fundadoras del Foro de Reputación Corporativa y habiendo adaptado entre sus herramientas de monitorización y gestión reputacional el modelo Reptrak, estándar reconocido internacionalmente.

Para reforzar esta función, en el año 2010 Repsol ha creado un área específica que tiene como objetivos definir las políticas, estrategia y modelos de gestión de la reputación corporativa, así como monitorizar periódicamente su estado.

Repsol se mantiene dentro de las diez primeras posiciones en los indicadores nacionales e internacionales de reputación, como MERCO (Monitor Español de Reputación Empresarial) y Fortune's World Most Admired Companies, sector de hidrocarburos (Oil&Gas).

## **PATROCINIO DEPORTIVO**

Durante el año 2010, Repsol participó en las competiciones de motor del más alto nivel mundial, como el Campeonato del Mundo de Motociclismo, que supone el mejor banco de pruebas para sus carburantes y lubricantes. Precisamente, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición es lo que permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y desarrollo de productos capaces de responder a las mejores expectativas de sus clientes.

Siguiendo la trayectoria habitual, la temporada 2010 fue excepcional en lo relativo a títulos mundiales obtenidos por los pilotos de Repsol que participaron en competiciones internacionales. En MotoGP, Repsol consiguió el subcampeonato con Dani Pedrosa. El piloto español ganó cuatro grandes premios, batiendo su récord personal de victorias, y sólo la mala fortuna y una lesión cuando estaba en su mejor momento le impidieron luchar por el campeonato en las últimas carreras. Siete veces subió al podium el italiano Dovizioso que acabó la temporada en quinto lugar.

Pero la temporada 2010 será recordada como el año en el que Marc Márquez conquistó su primer campeonato mundial de 125. El piloto patrocinado por Repsol ganó diez grandes premios, convirtiéndose en el piloto español más joven en lograr un título mundial y en el segundo de la historia. El talento y el carisma de Marc han hecho que sus carreras tengan el mismo seguimiento y repercusión que tienen las de la categoría reina.

Además, se logró el triunfo en el Campeonato del Mundo de Trial Indoor y Outdoor en la categoría masculina y el Outdoor en categoría femenina. Toni Bou ha ganado ocho campeonatos del mundo. A sus 25 años, es el segundo piloto más laureado de la historia. Por su parte, Laia Sanz, diez veces campeona del mundo y Premio Nacional del deporte Reina Sofía, ha sido campeona en la categoría femenina en su primera participación en el Dakar. De igual modo, Marc Coma, con el patrocinio personal de Repsol, ha ganado en tierras americanas su tercer Dakar en categoría de motos.

### **El equipo Repsol 2011**

Repsol seguirá como principal patrocinador del equipo Honda. De hecho, se ha renovado el acuerdo por dos años más (2011 y 2012). La temporada que se inicia en Qatar el 20 de marzo de 2011 tendrá en el equipo Repsol Honda a tres de los cinco mejores pilotos del mundo. A Dani Pedrosa y Andrea Dovizioso se les une Casey

Stoner, campeón en 2007 y uno de los favoritos para optar al título en 2011. La presencia del australiano en las filas del equipo ayudará a la proyección internacional de la marca Repsol.

Logicamente, la compañía seguirá suministrando sus productos para que el combustible y el lubricante utilizados estén a la altura del equipo Repsol.

Además, Marc Márquez subirá a Moto2, con un magnífico equipo técnico y humano diseñado para que el campeón de 125cc esté luchando en pocos años con su admirado Dani Pedrosa.

### **Otros patrocinios**

Repsol también es una compañía comprometida con el deporte olímpico a través de su colaboración en el plan ADO, que ayuda a muchos jóvenes a cumplir su sueño de participar en unos Juegos Olímpicos. De ese modo, con el objetivo de Londres 2012, Repsol apuesta por consolidar el magnífico momento del deporte español.

## ***NUEVA SEDE DE REPSOL***

La construcción de la nueva sede de Repsol comenzó en noviembre de 2008 y durante 2010 los trabajos avanzaron a buen ritmo.

Se finalizó la estructura bajo rasante y se ejecutó el 80% de la estructura sobre rasante; los trabajos de instalaciones subterráneas alcanzaron un grado de ejecución del 70%. En 2010 se entregó al US Green Building Council (organismo certificador del sistema de calificación de sostenibilidad LEED) la documentación del proyecto, aceptando dicho organismo todos los créditos presentados, por lo que se espera alcanzar una calificación Oro en sostenibilidad.

También se finalizó el proyecto de ejecución de la habilitación interior con el diseño de los distintos espacios tipo y se ha trabajado en el diseño y funcionamiento de los servicios más importantes, con la colaboración del equipo de agentes del cambio y con los representantes sindicales.

Finalmente, se ha trabajado con cada unidad para estudiar en detalle su implantación real en el campus empresarial, finalizándose el trabajo con una simulación de implantación, chequeo de funcionamiento de espacios y recogida de necesidades especiales.

La futura sede de Repsol contará con una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. También dispondrá de dos plantas subterráneas de instalaciones y un aparcamiento con capacidad para unos 1.800 vehículos. El proyecto incluye más de 5.000 m<sup>2</sup> donde se ofrecerán servicios a los empleados. Los edificios conformarán un anillo que permitirá disfrutar de un gran jardín arbolado de casi 10.000 m<sup>2</sup>. Además, en el perímetro del campus empresarial se creará una nueva zona verde. Desde la fase de diseño del proyecto, Repsol ha apostado por la sostenibilidad. Se prevé que la construcción e implantación de la mayor parte del proyecto de habilitación interior se concluya en 2011 y el resto, en los primeros meses de 2012.

# CONTENIDO ADICIONAL DEL INFORME DE GESTIÓN

*(Conforme a lo dispuesto en el artículo 116 bis de la Ley del Mercado de Valores)*

**A. Estructura del capital, incluidos los valores que no se negocien en un mercado regulado comunitario, con indicación, en su caso, de las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera y el porcentaje de capital que represente.**

El Capital Social de Repsol YPF, S.A. es actualmente de 1.220.863.463 euros, representado por 1.220.863.463 acciones, de 1 euro de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas, pertenecientes a una misma clase y, en consecuencia, con los mismos derechos y obligaciones.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas en su totalidad a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). A la fecha del presente Informe de Gestión, las acciones de Repsol YPF, S.A. en forma de American Depositary Shares (ADSs), cotizan en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange – NYSE) si bien con fecha 22 de febrero de 2011 la compañía ha solicitado formalmente la exclusión de la cotización de los ADSs en dicho mercado. En este sentido, se estima que el último día de cotización de los ADSs en la NYSE será el próximo 4 de marzo de 2011.

**B. Cualquier restricción a la transmisibilidad de valores.**

En virtud de lo establecido en la Disposición Adicional 11ª de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

La Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que el Reino de España, al imponer este requisito, ha incumplido las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 (libertad de establecimiento) y 56 (libertad de movimientos de capitales) del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea.

**C. Participaciones significativas en el capital, directas o indirectas.**

A la última fecha disponible, las participaciones más significativas en el capital social de Repsol YPF eran las siguientes:

<b>Accionista</b>	<b>% total sobre el capital social</b>
Sacyr Vallehermoso, S.A. <sup>(1)</sup>	20,01
Criteria CaixaCorp, S.A.	12,97
Petróleos Mexicanos <sup>(2)</sup>	4,81

(1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.

(2) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras a través de los cuales se facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 4,81% del capital social de la compañía.

#### **D. Cualquier restricción al derecho de voto.**

El artículo 27 de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establece que el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista, o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo, será del 10% del Capital Social con derecho a voto.

Por otro lado, el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiéndose por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.

Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:

- Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el Capital Social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.
- Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del Capital Social de otro operador principal del mismo mercado.

Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.

La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.



## **E. Pactos parasociales.**

No se ha comunicado a Repsol YPF, S.A. pacto parasocial alguno que incluya la regulación del ejercicio del derecho de voto en sus juntas generales o que restrinja o condicione la libre transmisibilidad de las acciones de Repsol YPF, S.A.

## **F. Normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de administración y a la modificación de los estatutos sociales.**

### ● *Nombramiento*

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros las personas incursas en las prohibiciones del artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital y las que resulten incompatibles según la legislación vigente.

Tampoco podrán ser consejeros de la Sociedad las personas y entidades que se hallen en situación de conflicto permanente de intereses con la Sociedad, incluyendo las entidades competidoras, sus administradores, directivos o empleados y las personas vinculadas o propuestas por ellas.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuadas al ejercicio de sus funciones.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de dicha Comisión, en el caso de los restantes consejeros.

### ● *Reelección*

Corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los consejeros propuestos a reelección.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de dicha Comisión, en el caso de los restantes consejeros.

### ● *Cese*

Los consejeros cesarán en su cargo cuando haya transcurrido el periodo para el que fueron nombrados (salvo que sean reelegidos) y en los demás supuestos previstos en la Ley, los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración cuando se produzca alguna de las circunstancias siguientes:

a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o la Comisión de Auditoría y Control por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

1. Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

2. Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.
- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concorra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en los párrafos anteriores; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas en el Reglamento del Consejo merced a las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes de resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

#### ● *Modificación de los Estatutos Sociales*

Los Estatutos de Repsol YPF, S.A., disponibles en su página web ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)), no establecen condiciones distintas de las contenidas en la Ley de Sociedades de Capital para su modificación, con excepción de la modificación del último párrafo del artículo 27, relativo al número máximo de votos que puede emitir en la Junta General un accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo. Dicho acuerdo, así como el acuerdo de modificación de esta norma especial contenida en el último párrafo del artículo 22 de los Estatutos requieren, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital social con derecho de voto concurrente a la Junta General.

## **G. Poderes de los miembros del Consejo de Administración y, en particular, los relativos a la posibilidad de emitir o recomprar acciones.**

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2010 acordó autorizar al Consejo de Administración para aumentar el Capital Social, en una o varias veces, durante un plazo de 5 años, en la cantidad máxima de 610.431.731 euros (aproximadamente, la mitad del actual Capital Social), mediante la emisión de nuevas acciones cuyo contravalor consistirá en aportaciones dinerarias.

Asimismo, la Junta General Ordinaria de Accionistas de la sociedad, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones propias, en los términos indicados anteriormente en el apartado “Situación financiera” de este Informe de Gestión.

Finalmente, además de las facultades reconocidas en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo al Presidente y a los Vicepresidentes del Consejo, los Consejeros Ejecutivos tienen otorgados a su favor sendos poderes generales de representación de la Sociedad, conferidos por el Consejo de Administración, y que se hallan debidamente inscritos en el Registro Mercantil de Madrid.

## **H. Acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos, excepto cuando su divulgación resulte seriamente perjudicial para la sociedad. Esta excepción no se aplicará cuando la sociedad esté obligada legalmente a dar publicidad a esta información.**

La compañía participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o *joint ventures* con otras compañías petroleras, tanto públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (“la Caixa”) relativos a Gas Natural Fenosa, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol YPF y Gas Natural Fenosa, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 y el Acuerdo de Socios entre Repsol YPF y Gas Natural Fenosa relativo a Repsol-Gas Natural LNG, S.L. contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

**I. Acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición.**

- *Consejeros Ejecutivos*

El presidente y el Consejero Secretario General tienen derecho a percibir una Compensación Económica Diferida en el caso de extinción de su relación con la sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia, sin causa que la fundamente, entre las previstas en el propio contrato. La cuantía de la indemnización por extinción de la relación será de tres anualidades de retribución monetaria total.

- *Directivos*

El Grupo Repsol YPF tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente.

En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal. El importe de las indemnizaciones de los actuales miembros del Comité de Dirección es calculado en función de la edad, antigüedad y salario del Directivo.

Información adicional sobre esta materia se detalla en la nota 33 de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Repsol YPF.

# INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

FECHA FIN DE EJERCICIO: 31/12/2010

C.I.F.: A-78374725

Denominación social: REPSOL YPF, S.A.

## MODELO DE INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

Para una mejor comprensión del modelo y posterior elaboración del mismo, es necesario leer las instrucciones que para su cumplimentación figuran al final del presente informe.

### A - ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

Fecha de última modificación	Capital Social (euros)	Número de acciones	Número de derechos de voto
15/12/2000	1.220.863.463,00	1.220.863.463	1.220.863.463

Indiquen si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

NO

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su entidad a la fecha de cierre de ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos(*)	% sobre el total de derechos de voto
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	0	244.294.779	20,010
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	85.676	158.367.452	12,979
PETROLEOS MEXICANOS	0	58.679.800	4,806

Nombre o denominación social del titular indirecto de la	A través de: Nombre o denominación social del titular	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
--	---	-------------------------------------	--------------------------------------

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	SACYR VALLEHERMOSO PARTICIPACIONES MOBILIARIAS, S.L.	244.294.779	20,010
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	CRITERIA CAIXACORP, S.A.	158.367.452	12,972
PETROLEOS MEXICANOS	ENTIDADES FINANCIERAS	58.679.799	4,806
PETROLEOS MEXICANOS	PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	1	0,000

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A.	30/04/2010	Se ha descendido del 3% del capital Social
BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A.	01/05/2010	Se ha superado el 3% del capital Social
BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A.	13/07/2010	Se ha descendido del 3% del capital Social
BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A.	28/12/2010	Se ha superado el 3% del capital Social
BLACKROCK, INC.	30/04/2010	Se ha descendido del 3% del capital Social
BLACKROCK, INC.	20/05/2010	Se ha superado el 3% del capital Social
BLACKROCK, INC.	26/05/2010	Se ha descendido del 3% del capital Social
BLACKROCK, INC.	13/08/2010	Se ha superado el 3% del capital Social
BLACKROCK, INC.	25/08/2010	Se ha descendido del 3% del capital Social
BLACKROCK, INC.	20/10/2010	Se ha descendido del 3% del capital Social

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	205.621	0	0,017
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	1.000	0	0,000
DON ISIDRO FAINE CASAS	242	0	0,000
DON ARTUR CARULLA FONT	27.573	0	0,002
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	7.376	0	0,001
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	50	0	0,000
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	0	17.200	0,001
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	50	27.200	0,002
DON JUAN ABELLO GALLO	1.000	81.926	0,007
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	242	0	0,000
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	5.816	1.832	0,001
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	100	0	0,000
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	1	0	0,000
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	5.950	0	0,000
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	1.665	0	0,000

<b>% total de derechos de voto en poder del consejo de administración</b>	<b>0,032</b>
---	--------------

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad:

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:



A.5 Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

**Tipo de relación :**

Societaria

**Breve descripción :**

Repsol YPF participa con Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (accionista de control de Critería CaixaCorp, S.A.) en Gas Natural SDG, S.A., sociedad que tiene por objeto, entre otras actividades, el suministro, producción conducción y distribución de cualquier tipo de combustible. Asimismo, Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona tienen suscrito un acuerdo relativo a Gas Natural SDG, S.A., calificado por ambas entidades como una situación de concertación comunicada a la CNMV.

Nombre o denominación social relacionados
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en el art. 112 de la LMV. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

NO

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

NO

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

NO

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocartera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirectas (*)	% total sobre capital social
0	0	0,000

(\*) A través de:

Total	0
-------	---

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Plusvalía/(Minusvalía) de las acciones propias enajenadas durante el periodo (miles de euros)	0
---	---

A.9 Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la Junta al Consejo de Administración para llevar a cabo adquisiciones o transmisiones de acciones propias.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada, en segunda convocatoria, el 30 de abril de 2010, adoptó, en su sexto punto del Orden del Día, el acuerdo que se transcribe a continuación:

‘Primero. Autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital suscrito de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

Las acciones propias adquiridas podrán destinarse a su entrega a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo o, en su caso, para satisfacer el ejercicio de derechos de opción de que aquéllos sean titulares.

Esta autorización queda supeditada al cumplimiento de todos los demás requisitos legales aplicables, tendrá una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la presente Junta General, y deja sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 141.1 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo.’

A.10 Indique, en su caso, las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto, así como las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social. Indique si existen restricciones legales al ejercicio de los derechos de voto:

SI

<b>Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por restricción legal</b>	3,000
--	-------

Indique si existen restricciones estatutarias al ejercicio de los derechos de voto:

SI

<b>Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por una restricción estatutaria</b>	10,000
--	--------

<b>Descripción de las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto</b>
<p>El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiéndose por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.</p> <p>Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el Capital Social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.</li><li>- Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del Capital Social de otro operador principal del mismo mercado.</li></ul> <p>Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.</p> <p>La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.</p> <p>Por otro lado, el artículo 27 de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establece que el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista, o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo, será del 10% del Capital Social con derecho a voto.</p>

Indique si existen restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social:

NO

A.11 Indique si la Junta General ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

NO

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

## B - ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

### B.1 Consejo de Administración

B.1.1 Detalle el número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos:

Número máximo de consejeros	16
Número mínimo de consejeros	9

B.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del Consejo:

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F. Primer nombram	F. Último nombram	Procedimiento de elección
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	--	PRESIDENTE	23/07/1996	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	--	VICEPRESIDENTE 1º	29/11/2006	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON ISIDRO FAINE CASAS	--	VICEPRESIDENTE 2º	19/12/2007	14/05/2008	COOPTACIÓN
DON ARTUR CARULLA FONT	--	CONSEJERO	16/06/2006	30/04/2010	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	--	CONSEJERO	23/07/2003	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON HENRI PHILIPPE	--	CONSEJERO	29/12/2005	30/04/2010	COOPTACIÓN

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F. Primer nombram	F. Ultimo nombram	Procedimiento de elección
REICHSTUL					
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	--	CONSEJERO	16/06/2006	30/04/2010	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	--	CONSEJERO	31/01/2007	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON JUAN ABELLO GALLO	--	CONSEJERO	29/11/2006	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	--	CONSEJERO	19/12/2007	14/05/2008	COOPTACIÓN
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	--	CONSEJERO	09/05/2007	09/05/2007	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	--	CONSEJERO	14/05/2009	14/05/2009	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	--	CONSEJERO	29/12/2005	30/04/2010	COOPTACIÓN
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	JOSÉ MANUEL CARRERA PANIZZO	CONSEJERO	26/01/2004	30/04/2010	COOPTACIÓN
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	--	CONSEJERO	09/05/2007	09/05/2007	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	--	SECRETARIO CONSEJERO	02/02/2005	14/05/2009	COOPTACIÓN

Número total de consejeros	16
----------------------------	----

Indique los ceses que se hayan producido durante el periodo en el Consejo de Administración:

B.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo y su distinta condición:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento	Cargo en el organigrama de la sociedad
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	PRESIDENTE EJECUTIVO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CONSEJERO, SECRETARIO GENERAL Y DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

Número total de consejeros ejecutivos	2
% total del consejo	12,500

#### CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
DON ISIDRO FAINE CASAS	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXACORP, S.A.
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
DON JUAN ABELLO GALLO	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXACORP, S.A.
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	PETROLEOS MEXICANOS

Número total de consejeros dominicales	6
% total del Consejo	37,500

## CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

### Nombre o denominación del consejero

DON ARTUR CARULLA FONT

### Perfil

Licenciado en Ciencias Empresariales. Comienza su carrera profesional en 1972 en Arbora Ausonia SL donde ocupa varios cargos hasta llegar a Director General. En 1988 se incorpora a Agrolimen como Director de Estrategia. En 2001 es nombrado Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L., The Eat Out Group, S.L. y Reserva Mont-Ferrat, S.A., Consejero y Secretario de Arbora Ausonia, S.L.U.; Quercus Capital Riesgo, S.G.E.C.R, RS, S.A. y Consorcio de Jabugo, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Lluís Carulla y de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar y del FUOC (Fundació per a la Universitat Oberta de Catalunya).

### Nombre o denominación del consejero

DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ

### Perfil

Licenciado en Ciencias Económicas y en Derecho. Inició su actividad profesional en Arthur Andersen Co. para ocupar posteriormente la Dirección General de la filial española de The Deltec Banking Corporation y la Dirección Financiera de Madridoil y Transportes Marítimos Pesados. En 1979 ingresó en el Grupo Repsol, en el que desempeñó diferentes puestos de responsabilidad. En 1989 fue nombrado Director Corporativo Financiero (Chief Financial Officer), cargo que desempeñó hasta concluir su carrera profesional en la compañía en 2003. Hasta el 31 de diciembre de 2005 fue miembro del Standard Advisory Council del IASB. Es Presidente de Casa de Alguacil Inversiones SICAV, S.A., Consejero de The Britannia Steam Ship Insurance Association, Ltd., Orobaena S.A.T. y Faes Farma, S.A.

### Nombre o denominación del consejero

DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL

### Perfil

Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de Sao Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeñó el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Consejero de Ashmore Energy International, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Miembro del Consejo Asesor Internacional del Grupo Credit Agricole, y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

### Nombre o denominación del consejero

DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR

### Perfil

Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Vicepresidente del Banco de Sabadell, S.A., Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. y Celistics, L.L.C. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica de España, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.

### Nombre o denominación del consejero

DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA

**Perfil**

Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Dominguez, S.A., Testa Inmuebles en Renta, S.A., Eolia Renovables de Inversiones SCR, S.A. y Grupo Copo de Inversiones, S.A., y Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.

**Nombre o denominación del consejero**

DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL

**Perfil**

Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.

**Nombre o denominación del consejero**

DOÑA PAULINA BEATO BLANCO

**Perfil**

Doctora en Economía por la Universidad de Minnesota, Catedrática de Análisis Económico, Técnico Comercial y Economista del Estado. Fue Presidenta Ejecutiva de Red Eléctrica de España, Consejera de Campsa y de importantes entidades financieras. Ha sido economista principal en el Departamento de Desarrollo Sostenible del Banco Interamericano de Desarrollo y consultora en la División de Regulación y Supervisión Bancaria del Fondo Monetario Internacional. En la actualidad es asesora de la Secretaría General Iberoamericana, profesora de Análisis Económico en varias universidades y miembro del Consejo especial para la promoción de la Sociedad del Conocimiento en Andalucía.

**Nombre o denominación del consejero**

DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA

**Perfil**

Licenciado en Ciencias Económicas, Profesor Mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Actualmente es Consejero de Gestevisión Telecinco, S.A., Consejero asesor de Exponencial-Agencia de Desarrollos Audiovisuales, S.L., Ambers Co y FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Patronato de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.

<b>Número total de consejeros independientes</b>	8
<b>% total del consejo</b>	50,000

**OTROS CONSEJEROS EXTERNOS**

Detalle los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya con sus accionistas.



Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

B.1.4 Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 5% del capital.

**Nombre o denominación social del accionista**

PETROLEOS MEXICANOS

**Justificación**

Pemex Internacional España, S.A. fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A., con el carácter de Externo Dominical, a propuesta del accionista significativo Petróleos Mexicanos que ostenta actualmente el 4,8% de los derechos de voto de la Compañía. Petróleos Mexicanos ha ostentado una participación estable en el accionariado de la Compañía desde 1990, año en que propuso el nombramiento de su filial PMI Holdings, B.V. como Consejero de Repsol YPF, S.A.

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido.

NO

B.1.5 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al Consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el Consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

NO

B.1.6 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

B.1.7 Identifique, en su caso, a los miembros del consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	YPF. S.A.	PRESIDENTE
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	YPF. S.A.	DIRECTOR TITULAR

B.1.8 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del Consejo de Administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores en España distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social consejero	Denominación social de la entidad cotizada	Cargo
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	GAS NATURAL SDG. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR VALLEHERMOSO. S.A.	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	CRITERIA CAIXACORP. S.A.	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	ABERTIS INFRAESTRUCTURAS. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	TELEFÓNICA. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	FAES FARMA. S.A.	CONSEJERO
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	CASA DEL ALGUACIL INVERSIONES SICAV. S.A.	PRESIDENTE
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	GRUPO EMPRESARIAL ENCE. S.A.	CONSEJERO
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	ACTIVIDADES DE CONSTRUCCIÓN Y SERVICIOS (ACS). S.A.	CONSEJERO
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	BANCO SABADELL. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	GAS NATURAL SDG. S.A.	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	CRITERIA CAIXACORP. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	ADOLFO DOMÍNGUEZ. S.A.	CONSEJERO
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	GESTEVISIÓN TELECINCO. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	GAS NATURAL SDG. S.A.	CONSEJERO

B.1.9 Indique y en su caso explique si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

NO

B.1.10 En relación con la recomendación número 8 del Código Unificado, señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el Consejo en pleno se ha reservado aprobar:

La política de inversiones y financiación	SI
La definición de la estructura del grupo de sociedades	NO
La política de gobierno corporativo	SI
La política de responsabilidad social corporativa	SI
El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	SI
La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	SI
La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control	NO
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites	SI

B.1.11 Complete los siguientes cuadros respecto a la remuneración agregada de los consejeros devengada durante el ejercicio:

a) En la sociedad objeto del presente informe:

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribucion Fija	8.179
Retribucion Variable	2.232
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/o otros instrumentos financieros	0
Otros	53
<b>Total</b>	<b>10.464</b>

Otros Beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Creditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	2.487
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraidas	0
Primas de seguros de vida	298
Garantias constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	0

b) Por la pertenencia de los consejeros de la sociedad a otros consejos de administración y/o a la alta dirección de sociedades del grupo:

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribucion Fija	536
Retribucion Variable	0
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/o otros instrumentos financieros	0
Otros	0
<b>Total</b>	<b>536</b>

Otros Beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Creditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	0
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraidas	0
Primas de seguros de vida	0
Garantias constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	0

c) Remuneración total por tipología de consejero:

Tipología consejeros	Por sociedad	Por grupo
Ejecutivos	6.243	536
Externos Dominicales	1.809	0
Externos Independientes	2.412	0
Otros Externos	0	0
<b>Total</b>	<b>10.464</b>	<b>536</b>

d) Respecto al beneficio atribuido a la sociedad dominante

Remuneración total consejeros(en miles de euros)	11.000
Remuneración total consejeros/beneficio atribuido a la sociedad dominante (expresado en %)	0,2

B.1.12 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo
DON MIGUEL ÁNGEL DEVESA DEL BARRIO	D. C. Estrategia y Desarrollo Corporativo
DON FERNANDO RAMIREZ MAZARREDO	D. G. Económico Financiero
DON PEDRO FERNANDEZ FRIAL	D. G. Downstream
DOÑA BEGOÑA ELICES GARCIA	D.C. Comunicación y Gabinete de Presidencia
DON ANTONIO GOMIS SÁEZ	D. G. Operaciones YPF (COO)
DON MIGUEL MARTÍNEZ SAN MARTÍN	C.O.O.
DON ISIDORO MANSILLA BARREIRO	D. Auditoría y Control
DOÑA CRISTINA SANZ MENDIOLA	D. G. Personas y Organización
DON NEMESIO FERNANDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	D. G. Upstream

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	12.551
---	--------

B.1.13 Identifique de forma agregada si existen cláusulas de garantía o blindaje, para casos de despido o cambios de control a favor de los miembros de la alta dirección, incluyendo los consejeros ejecutivos, de la sociedad o de su grupo. Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

Número de beneficiarios	11
-------------------------	----

	Consejo de Administración	Junta General
Órgano que autoriza las cláusulas	SI	NO

¿Se informa a la Junta General sobre las cláusulas?	NO
---	----

B.1.14 Indique el proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias relevantes al respecto.

Proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias
<p>Los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establecen, en su artículo 45, que:</p> <p>‘Los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo de Administración y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tendrán derecho a percibir de la Sociedad una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podrá ser detrída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y otras que fueren obligatorias, y de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%. Corresponde al Consejo de Administración la fijación de la cantidad exacta a abonar dentro de aquel límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta los cargos desempeñados por cada Consejero dentro del Consejo y de sus comisiones. La Sociedad está facultada para hacer pagos anticipados a cuenta de la futura participación en el beneficio.</p> <p>Los Consejeros podrán ser remunerados adicionalmente con la entrega de acciones de la Sociedad, derechos de opción sobre acciones, o de otros valores que den derecho a la obtención de acciones, o mediante sistemas retributivos referenciados al valor de cotización de las acciones. La aplicación de dichos sistemas deberá ser acordada por la Junta General, que determinará el valor de las acciones que se tome como referencia, el número de acciones a entregar a cada Consejero, el precio de ejercicio de los derechos de opción, el plazo de duración del sistema que se acuerde y cuantas condiciones estime oportunas.</p> <p>Las percepciones previstas en este artículo serán compatibles e independientes de los sueldos, retribuciones, indemnizaciones, pensiones o compensaciones de cualquier clase establecidos para aquellos miembros del Consejo de Administración que cumplan funciones ejecutivas, cualquiera que sea la naturaleza de su relación con la sociedad, ya laboral (común o especial de alta dirección), mercantil o de prestación de servicios. De estas retribuciones se informará en la Memoria y en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.</p>

<b>Proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias</b>
<p>La Sociedad podrá contratar un seguro de responsabilidad para los Consejeros y directivos.</p> <p>Adicionalmente, en relación con la remuneración de los Consejeros, el artículo 5.3.c del Reglamento del Consejo reserva al pleno del Consejo de Administración la competencia de aprobar la retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.</p> <p>Asimismo, el artículo 24 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. contempla:</p> <p>Artículo 24. Retribución del Consejero</p> <p>1. El cargo de Consejero de Repsol YPF, S.A. será retribuido en la forma prevista en los Estatutos Sociales. La Comisión de Nombramientos y Retribuciones propondrá al Consejo de Administración los criterios que estime adecuados para dar cumplimiento a los fines de este artículo, siendo competencia del propio Consejo su aprobación, así como la definitiva distribución de la suma global, dentro de los límites estatutariamente establecidos a este fin. Dentro de cada ejercicio el Consejo podrá acordar, con la periodicidad que estime oportuna, pagos a cuenta de las cantidades que correspondan a cada Consejero por el trabajo realizado en ese período.</p> <p>2. La retribución de los Consejeros será transparente. La Memoria anual informará, de manera individualizada, de la cuantía de la remuneración percibida durante el ejercicio por cada uno de los Consejeros por el desempeño de sus funciones como tales y por el desempeño de responsabilidades ejecutivas, desglosando los diferentes conceptos que la integran.</p> <p>3. Los Consejeros Externos quedarán en todo caso excluidos de los sistemas de previsión financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro, y de los planes de incentivo a largo plazo, tales como opciones de compra de acciones.</p> <p>Por último, el artículo 33 del Reglamento del Consejo de Administración dispone que corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones proponer al Consejo la política de retribución del mismo, valorando la responsabilidad, dedicación e incompatibilidades que se exijan a los Consejeros; así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, proponer al Consejo la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.</p>

Señale si el Consejo en pleno se ha reservado la aprobación de las siguientes decisiones.

<b>A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.</b>	NO
<b>La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.</b>	SI

B.1.15 Indique si el Consejo de Administración aprueba una detallada política de retribuciones y especifique las cuestiones sobre las que se pronuncia:

SI

<b>Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen</b>	SI
---	----

<b>Conceptos retributivos de carácter variable</b>	SI
<b>Principales características de los sistemas de previsión, con una estimación de su importe o coste anual equivalente.</b>	SI
<b>Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos</b>	SI

B.1.16 Indique si el Consejo somete a votación de la Junta General, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. En su caso, explique los aspectos del informe respecto a la política de retribuciones aprobada por el Consejo para los años futuros, los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio y un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en el ejercicio. Detalle el papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones y si han utilizado asesoramiento externo, la identidad de los consultores externos que lo hayan prestado:

NO

<b>¿Ha utilizado asesoramiento externo?</b>	
---	--

<b>Identidad de los consultores externos</b>
--

B.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del Consejo que sean, a su vez, miembros del Consejo de Administración, directivos o empleados de sociedades que ostenten participaciones significativas en la sociedad cotizada y/o en entidades de su grupo:

<b>Nombre o denominación social del consejero</b>	<b>Denominación social del accionista significativo</b>	<b>Cargo</b>
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	PRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALORIZA GESTIÓN, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	CRITERIA CAIXACORP, S.A.	PRESIDENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SACYR, S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO



Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SOMAGUE S.G.P.S., S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALORIZA GESTIÓN, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	PRESIDENTE
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	DIRECTOR GENERAL
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	CRITERIA CAIXACORP, S.A.	VICEPRESIDENTE

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del Consejo de Administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

**Nombre o denominación social del consejero vinculado**

DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO

**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

**Descripción relación**

Es titular indirecto del 13,098% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A.

**Nombre o denominación social del consejero vinculado**

DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN

**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

**Descripción relación**

Es representante de la sociedad Prilou, S.L. en el cargo de Consejero de Sacyr Vallehermoso, S.A.

**Nombre o denominación social del consejero vinculado**

DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN

**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

**Descripción relación**

Es titular indirecto del 13,26% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A. a través de Prilou, S.L. y Prilomi, S.L.

**Nombre o denominación social del consejero vinculado**

DON JUAN ABELLO GALLO

**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

**Descripción relación**

Es titular indirecto del 10,014% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A.

**Nombre o denominación social del consejero vinculado**

DON JUAN ABELLO GALLO

**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

**Descripción relación**

Es representante de la sociedad Nueva Compañía de Inversiones, S.A. en el cargo de Vicepresidente de Sacyr Vallehermoso, S.A.

**Nombre o denominación social del consejero vinculado**

DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA

**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

**Descripción relación**

Es Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A.

B.1.18 Indique, si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

NO

B.1.19 Indique los procedimientos de nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

**NOMBRAMIENTO**

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas de la sociedad, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros ni ocupar cargos en la compañía las personas incursas en las prohibiciones del artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital y las que resulten incompatibles según la legislación vigente y, especialmente, los así declarados en la Ley 5/2006, de 10 de abril, de regulación de los conflictos de intereses de los altos cargos de la Administración del Estado y en la Ley 14/1995, de 21 de abril, de Incompatibilidades de Altos Cargos de la Administración de la Comunidad Autónoma de Madrid.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

No podrá el Consejo, en el marco de sus facultades de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación, proponer como candidatos o designar como Consejeros a aquellas personas incursas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a aquellas sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras de la Compañía, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Externos Independientes quienes:

a) Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo, salvo que hubieran transcurrido 3 ó 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.

b) Perciban de la Sociedad, o de su mismo Grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de Consejero, salvo que no sea significativa.

No se tomarán en cuenta, a efectos de lo dispuesto en este apartado, los dividendos ni los complementos de pensiones que reciba el Consejero en razón de su anterior relación profesional o laboral, siempre que tales complementos tengan carácter incondicional y, en consecuencia, la sociedad que los satisfaga no pueda de forma discrecional, sin que medie incumplimiento de obligaciones, suspender, modificar o revocar su devengo.

c) Sean, o hayan sido durante los últimos 3 años, socio del Auditor Externo o responsable del informe de auditoría, ya se trate de la auditoría durante dicho período de la Sociedad o de cualquier otra sociedad del Grupo.

d) Sean Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad sea Consejero Externo.

e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la Sociedad o con cualquier sociedad de su Grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, Consejero o Alto Directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

Se consideran relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.

f) Sean accionistas significativos, Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los últimos 3 años, donaciones significativas de la Sociedad o de su Grupo.

No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.

g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta de segundo grado de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.

h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o reelección, por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

i) Se encuentren, respecto de algún accionista significativo o representado en el Consejo, en alguno de los supuestos señalados en las letras a), e), f) o g) anteriores. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al accionista, sino también respecto a sus Consejeros Externos Dominicales en la Sociedad.

Los Consejeros Externos Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representan, sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Externos Independientes cuando el accionista al que representarían hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad.

Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de Consejero Externo Independiente, siempre que cumpla con todas las condiciones establecidas en este artículo y, además, su participación no sea significativa.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones, compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, tiene encomendada la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo; definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

Asimismo, corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

#### REELECCIÓN

Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces por períodos de igual duración máxima. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General en que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones será la encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los Consejeros propuestos.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo de Administración a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

#### EVALUACIÓN

Al menos una vez al año el Consejo de Administración evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos. También evaluará anualmente el funcionamiento de sus Comisiones, partiendo para ello de los informes que éstas le eleven.

El Presidente organizará y coordinará con los Presidentes de las Comisiones esta evaluación periódica del Consejo.

#### CESE

Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en todos los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo de Administración.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concorra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado B.1.20 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas anteriormente merced de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes de resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo cuando se produzca alguna de las circunstancias detalladas en el apartado siguiente.

#### B.1.20 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

a) Cuando se vean incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o por la Comisión de

Auditoría y Control, por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

(i) Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

(ii) Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.

- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

B.1.21 Explique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del Consejo. En su caso, indique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

SI

Medidas para limitar riesgos
<p>De acuerdo con el artículo 25 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. el Presidente de este órgano colegiado tendrá la condición de primer ejecutivo de la Compañía.</p> <p>Dicho artículo establece, igualmente, que el Presidente del Consejo de Administración deberá actuar, siempre, de acuerdo con las decisiones y criterios fijados por la Junta General de Accionistas y por el Consejo de Administración.</p> <p>Adicionalmente, el artículo 4 del Reglamento del Consejo reserva a este órgano el ejercicio de las siguientes funciones y facultades:</p> <p>‘Corresponde al Consejo de Administración aprobar la estrategia de la Compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la Compañía; aprobar las adquisiciones y enajenaciones de aquellos activos de la Sociedad o de sus filiales que, por cualquier circunstancia, resulten especialmente significativos; elaborar su propia organización y funcionamiento así como el de la Alta Dirección de la Sociedad y, en especial, modificar el presente Reglamento; desempeñar las facultades que la Junta General haya concedido al Consejo de Administración -que sólo podrá delegar si lo prevé de forma expresa el acuerdo de la Junta General- así como las restantes facultades que este Reglamento le otorga.’</p> <p>Del mismo modo, el artículo 5 del Reglamento del Consejo de Administración reserva al pleno del Consejo la competencia de aprobar:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. La presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto de Repsol YPF, S.A. como consolidados y de cualquier otra propuesta que deba proceder legalmente de los Administradores de la Sociedad.</li><li>2. Las políticas y estrategias generales de la Sociedad, tales como:<ol style="list-style-type: none"><li>a) El Plan Estratégico del Grupo, sus objetivos de gestión y sus Presupuestos Anuales;</li><li>b) La política de inversiones y financiación;</li><li>c) La política de gobierno corporativo;</li><li>d) La política de responsabilidad social corporativa;</li></ol></li></ol>

### Medidas para limitar riesgos

- e) La política sobre retribuciones de los Altos Directivos;
- f) La política de control y gestión de riesgos; y
- g) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

#### 3. Las siguientes decisiones:

- a) Nombramiento de Consejeros, en caso de vacantes, hasta que se reúna la primera Junta General, y aceptar la dimisión de Consejeros;
- b) Nombrar y destituir al Presidente, Vicepresidentes, Secretario y Vicesecretario del Consejo de Administración y a los Consejeros que hayan de formar parte de las distintas Comisiones previstas por este Reglamento, así como delegar facultades en cualquiera de los miembros del Consejo, en los términos establecidos por la Ley y los Estatutos, y su revocación;
- c) La retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.

4. Los informes financieros anuales y semestrales que, por su condición de cotizada, la Sociedad debe hacer públicos periódicamente.

#### 5. Las siguientes inversiones y operaciones, salvo cuando ello corresponda a la Junta General de Accionistas:

- a) Constitución de nuevas sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades y entidades ya existentes, cuando supongan una inversión superior a seis millones de euros y de carácter permanente para el Grupo Repsol YPF o ajena a la actividad principal de la Compañía.

En los demás casos, será de aplicación el primer párrafo del apartado e) siguiente. Por excepción quedan encomendadas a la decisión del Presidente las inversiones en la constitución de nuevas sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades y entidades ya existentes que cuentan con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y el Plan Estratégico del Grupo.

- b) Creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial, cuando excedan de la ordinaria administración de la Compañía.
- c) Operaciones de fusión, absorción, escisión o concentración de importancia estratégica en que esté interesada alguna de las sociedades relevantes participadas directamente por cualquiera de las sociedades del Grupo Repsol YPF.
- d) Enajenación de participaciones en el capital de sociedades o de otros activos fijos, cuyo valor supere los treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las enajenaciones autorizadas.
- e) Aprobación de los proyectos de inversión cuya cuantía exceda de treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las inversiones que haya aprobado.

Por excepción, se encomienda a la decisión del Presidente, previa deliberación, en su caso, del Comité de Dirección, la aprobación de los siguientes proyectos de inversión:

- Los de exploración o desarrollo de campos petrolíferos, cuando se realicen en cumplimiento de compromisos resultantes de los correspondientes contratos, concesiones o licencias.
- Los que se realicen en cumplimiento de disposiciones legales imperativas para la sociedad concernida, sean en materia de protección del medio ambiente, seguridad de las instalaciones, especificaciones de productos u otras similares.
- Los que cuenten con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y el Plan Estratégico del Grupo.

En estos casos se dará cuenta al Consejo o Comisión Delegada de la aprobación de estas inversiones, según rebasen las cuantías establecidas en el primer párrafo de este apartado, antes de iniciar la ejecución de los proyectos siempre que sea posible.

- f) Emisión en serie de pagarés, de obligaciones o de otros títulos similares por Repsol YPF, S.A. o sus filiales mayoritariamente participadas o controladas.
- g) Concesión de fianzamientos para garantizar obligaciones de entidades no controladas por el Grupo.
- h) Cesión de derechos sobre el nombre comercial y marcas, así como sobre patentes, tecnología y cualquier modalidad de propiedad industrial e intelectual que pertenezca a Repsol YPF, S.A. o sociedades del Grupo y que tengan relevancia económica.
- i) Constitución, inversión y supervisión de la gestión de planes de pensiones del personal y cualquier otro compromiso con el mismo que implique responsabilidades financieras a largo plazo de la Compañía.

### Medidas para limitar riesgos

j) Celebración de acuerdos a largo plazo, sean de carácter comercial, industrial o financiero de importancia estratégica para el Grupo Repsol YPF.

6. Cualquier otro asunto o materia que el Reglamento del Consejo reserve al conocimiento del Consejo de Administración en pleno.

El Presidente, y en su defecto los Vicepresidentes, ejecutará los acuerdos que adopte el Consejo de conformidad con este artículo, notificará la autorización o aprobación en los términos que procedan o cursará las instrucciones de actuación que requiera lo acordado.

Las competencias del Consejo reseñadas en los apartados 3.c, 4 y 5 anteriores podrán ser adoptadas cuando las circunstancias así lo requieran por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Además de todo ello, el Presidente del Consejo de Administración deberá de contar con los informes y propuestas de la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa, respectivamente, en las materias de su competencia. Para mayor garantía, las citadas comisiones están compuestas, exclusivamente, por Consejeros no ejecutivos.

Indique y en su caso explique si se han establecido reglas que facultan a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día, para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos y para dirigir la evaluación por el Consejo de Administración

SI

### Explicación de las reglas

El Consejo de Administración de Repsol YPF, en su reunión celebrada el 23 de febrero de 2011, acordó modificar su Reglamento para, entre otras cuestiones, incorporar en el sistema de gobierno corporativo de la Sociedad la figura del Consejero Independiente Coordinador. A tal efecto, el actual artículo 25.5 del Reglamento del Consejo dispone que:

‘En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:

- a) Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.
- b) Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.
- c) Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.
- d) Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.
- e) Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes.’

Adicionalmente, el artículo 9 del Reglamento del Consejo contempla que ‘El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión.’

B.1.22 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

NO

Indique cómo se adoptan los acuerdos en el Consejo de Administración, señalando al menos, el mínimo quórum de asistencia y el tipo de mayorías para adoptar los acuerdos:

B.1.23 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente.

NO

B.1.24 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

SI

<b>Materias en las que existe voto de calidad</b>
De acuerdo con el artículo 36 de los Estatutos Sociales, los acuerdos del Consejo de Administración, salvo en los casos en que específicamente se hayan establecido otras mayorías de votación superiores, se tomarán por mayoría absoluta de los asistentes siendo dirimente, en caso de empate, el voto del Presidente o de quien haga sus veces.

B.1.25 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

NO

<b>Edad límite presidente</b>	<b>Edad límite consejero delegado</b>	<b>Edad límite consejero</b>
0	0	0

B.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes:

NO

<b>Número máximo de años de mandato</b>	0
---	---

B.1.27 En el caso de que sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación

--



### Explicación de los motivos y de las iniciativas

La selección de todos los miembros del Consejo se ha efectuado de manera objetiva, atendiendo a su reconocido prestigio, conocimientos y experiencia profesional para el desempeño del cargo, sin que en dichos procesos de selección se haya producido discriminación alguna.

Por otro lado, el 19 de diciembre de 2007, el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. aprobó un nuevo texto refundido de su Reglamento que, entre otras materias, atribuye a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

Asimismo, el artículo 33 del Reglamento del Consejo de Administración establece expresamente que corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y sus resultados.

En particular, indique si la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha establecido procedimientos para que los procesos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y busque deliberadamente candidatas que reúnan el perfil exigido:

NO

B.1.28 Indique si existen procesos formales para la delegación de votos en el Consejo de Administración. En su caso, detállelos brevemente.

Sin perjuicio del deber de los Consejeros de asistir a las reuniones de los órganos de los que formen parte o, en su defecto, de no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que hayan sido convocados, de instruir al Consejero que, en su caso, les represente, cada miembro del Consejo de Administración podrá conferir su representación a otro, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo.

La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida la carta, el telegrama, el telex, el telefax o el correo electrónico dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo.

B.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo, señale, en su caso, las veces que se ha reunido el consejo sin la asistencia de su Presidente:

Número de reuniones del consejo	13
Número de reuniones del consejo sin la asistencia del presidente	0

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del Consejo:

Número de reuniones de la comisión ejecutiva o delegada	5
Número de reuniones del comité de auditoría	9
Número de reuniones de la comisión de nombramientos y retribuciones	3
Número de reuniones de la comisión de nombramientos	0
Número de reuniones de la comisión de retribuciones	0

B.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio sin la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán no asistencias las representaciones realizadas sin instrucciones específicas:

Número de no asistencias de consejeros durante el ejercicio	7
% de no asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	3,365

B.1.31 Indique si las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan para su aprobación al Consejo están previamente certificadas:

SI

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha o han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el consejo:

Nombre	Cargo
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	PRESIDENTE
DON MIGUEL ÁNGEL DEVESA DEL BARRIO	DIRECTOR GENERAL ECONÓMICO FINANCIERO

B.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el Consejo de administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la Junta General con salvedades en el informe de auditoría.

La Comisión de Auditoría y Control, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, y de la independencia del Auditor Externo, así como la supervisión de la auditoría interna y la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad.

Entre otras, le corresponden a esta Comisión las funciones de:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.

- Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los estados financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo, en especial de su Dirección Financiera, así como del Auditor de Cuentas de la Sociedad. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente, el o los Consejeros Delegados, si los hubiere, y el Director Financiero (CFO) en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Recibir regularmente del Auditor Externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que el equipo directivo tiene en cuenta sus recomendaciones.

- Requerir periódicamente de los Auditores y, como mínimo, una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos de control interno del Grupo.

- Conocer de aquellas situaciones que hagan precisos ajustes y puedan detectarse en el transcurso de las actuaciones de la auditoría externa, que fueren relevantes, entendiéndose como tales aquellas que, aisladamente o en su conjunto, puedan originar un impacto o daño significativo y material en el patrimonio, resultados o reputación del Grupo, cuya apreciación corresponderá a la discrecionalidad del Auditor Externo que, en caso de duda, deberá optar por la comunicación. Esta deberá efectuarse, en cuanto se conozca, al Presidente de la Comisión.

- Conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores.

La Comisión será informada de las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, y que la Auditoría Interna hubiera detectado en el curso de sus actuaciones.

A tal efecto, los integrantes de la Comisión de Auditoría y Control tendrán la dedicación, capacidad y experiencia necesaria para que puedan desempeñar su función, debiendo además su Presidente tener experiencia en gestión empresarial y conocimiento de los procedimientos contables y, en todo caso, alguno de sus miembros la experiencia financiera que pueda ser requerida por los órganos reguladores de los mercados de valores en que coticen las acciones o títulos de la Sociedad.

B.1.33 ¿El secretario del consejo tiene la condición de consejero?

SI

B.1.34 Explique los procedimientos de nombramiento y cese del Secretario del Consejo, indicando si su nombramiento y cese han sido informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo.

<b>Procedimiento de nombramiento y cese</b>
---

De acuerdo con lo establecido en el artículo 42 de los Estatutos Sociales, compete al Consejo la elección del Secretario y,
---

<b>Procedimiento de nombramiento y cese</b>
<p>en su caso, la del Vicesecretario, que podrán o no ser Consejeros.</p> <p>Asimismo, conforme a lo establecido en los artículos 5 y 33 del Reglamento del Consejo de Administración, corresponde al Consejo el nombramiento o destitución de su Secretario y Vicesecretario, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.</p>

¿La Comisión de Nombramientos informa del nombramiento?	SI
¿La Comisión de Nombramientos informa del cese?	SI
¿El Consejo en pleno aprueba el nombramiento?	SI
¿El Consejo en pleno aprueba el cese?	SI

¿Tiene el secretario del Consejo encomendada la función de velar, de forma especial, por las recomendaciones de buen gobierno?

SI

<b>Observaciones</b>
<p>El artículo 42 de los Estatutos Sociales dispone que el Secretario cuidará de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y de que los procedimientos y reglas de gobierno de la Sociedad sean respetados.</p> <p>Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 del Reglamento del Consejo de Administración, el Secretario del Consejo tiene encomendado el deber de comprobar el cumplimiento de las disposiciones emanadas de los órganos reguladores y la consideración, en su caso, de sus recomendaciones, así como el de velar por la observancia de los principios de Gobierno Corporativo de la Sociedad.</p>

B.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia del auditor, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

En su artículo 39 los Estatutos Sociales contemplan, como una de las competencias de la Comisión de Auditoría y Control, la de recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de los auditores de cuentas externos.

En desarrollo de dicha previsión estatutaria, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece, como una de las funciones de la Comisión de Auditoría y Control, la de velar por la independencia de la Auditoría Externa y, a tal efecto:

- a) Evitar que puedan condicionarse las alertas, opiniones o recomendaciones de los Auditores, y
- b) Supervisar la incompatibilidad entre la prestación de los servicios de auditoría y de consultoría o cualesquiera otros, los límites a la concentración del negocio del Auditor y, en general, el resto de normas establecidas para asegurar la independencia del Auditor.

A este respecto, la Comisión de Auditoría y Control acordó, en el ejercicio 2003, un procedimiento para aprobar previamente todos los servicios, sean o no de auditoría, que preste el Auditor Externo, cualesquiera que fuere su alcance, ámbito y naturaleza. Dicho procedimiento se encuentra regulado en una Norma Interna de obligado cumplimiento para todo el Grupo Repsol YPF.

Por otro lado, el Grupo Repsol YPF dispone de la Dirección de Relaciones con Inversores entre cuyas responsabilidades se incluye la de velar por que la información que la Compañía facilita al mercado (analistas financieros y bancos de inversión, entre otros) se transmita de forma equitativa, simétrica y en tiempo útil, así como, y de conformidad con el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, que dicha información sea veraz, clara, completa y, cuando así lo exija la naturaleza de la información, cuantificada, sin que induzca o pueda inducir a confusión o engaño.

B.1.36 Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

NO

Auditor saliente	Auditor entrante

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

NO

B.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

SI

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	228	597	825
Importe trabajos distintos de los de auditoría/Importe total facturado por la firma de auditoría (en%)	8,610	9,550	9,270

B.1.38 Indique si el informe de auditoría de las cuentas anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el Presidente del Comité de Auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

NO

B.1.39 Indique el número de años que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de años auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de años en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de años ininterrumpidos	20	20

	Sociedad	Grupo
Nº de años auditados por la firma actual de auditoría/Nº de años que la sociedad ha sido auditada (en %)	100,0	100,0

B.1.40 Indique las participaciones de los miembros del Consejo de Administración de la sociedad en el capital de entidades que tengan el mismo, análogo o complementario género de actividad del que constituya el objeto social, tanto de la sociedad como de su grupo, y que hayan sido comunicadas a la sociedad. Asimismo, indique los cargos o funciones que en estas sociedades ejerzan:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación de la sociedad objeto	% participación	Cargo o funciones
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,008	VICEPRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALORIZA GESTIÓN, S.A.	0,000	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN, S.A.	0,000	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,011	-
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	BP	0,000	-
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	ASHMORE ENERGY INTERNATIONAL	0,000	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALORIZA GESTIÓN, S.A.	0,000	PRESIDENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN, S.A.	0,000	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,000	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,002	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	REPSOL - GAS NATURAL LNG, S.L.	0,000	CONSEJERO

B.1.41 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

SI

<b>Detalle del procedimiento</b>
<p>El propio Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. reconoce expresamente el derecho de asesoramiento de los Consejeros. De acuerdo con su artículo 23:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Los Consejeros tendrán la facultad de proponer al Consejo de Administración, por mayoría, la contratación con cargo a la Sociedad de asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole que consideren necesarios para los intereses de la Sociedad, con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo.</li><li>- La propuesta deberá ser comunicada al Presidente de la Sociedad a través del Secretario del Consejo. El Consejo de Administración podrá vetar su aprobación en consideración tanto a su innecesariedad para el desempeño de las funciones encomendadas, cuanto a su cuantía (desproporcionada en relación con la importancia del problema y los activos e ingresos de la Sociedad) cuanto, finalmente, a la posibilidad de que dicha asistencia técnica sea prestada adecuadamente por expertos y técnicos de la propia Sociedad.</li></ul> <p>Adicionalmente, el Reglamento del Consejo de Administración establece que para el mejor cumplimiento de sus funciones, la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa podrán recabar el asesoramiento de Letrados y otros profesionales externos, en cuyo caso el Secretario del Consejo de Administración, a requerimiento del Presidente de la Comisión, dispondrá lo necesario para la contratación de tales Letrados y profesionales, cuyo trabajo se rendirá directamente a la Comisión correspondiente.</p>

B.1.42 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

SI

<b>Detalle del procedimiento</b>
<p>El Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. establece que la convocatoria del Consejo de Administración se cursará a cada uno de los Consejeros con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, e incluirá el orden del día de la misma. A éste se unirá el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada, así como la información que se juzgue necesaria y se encuentre disponible.</p> <p>Además, el Reglamento del Consejo de Administración pone los medios para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración. Según su artículo 23:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Los Consejeros tendrán acceso a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen para el cumplimiento de sus funciones. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales, sean nacionales o extranjeras y se canalizará a través del Presidente o del Secretario del Consejo de Administración, quienes atenderán las solicitudes del Consejero, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.</li></ul>

B.1.43 Indique y en su caso detalle si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

SI

<b>Explique las reglas</b>
<p>De conformidad con lo establecido en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad.</p> <p>A este respecto, el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración establece que el Consejero deberá comunicar al Consejo cuanto antes y mantenerlo informado sobre aquellas situaciones en que se vea envuelto y que puedan perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad, al objeto de que el Consejo valore las circunstancias y, en particular, lo que proceda de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.</p>

B.1.44 Indique si algún miembro del Consejo de Administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas:

NO

Indique si el Consejo de Administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo.

NO

<b>Decisión tomada</b>	<b>Explicación razonada</b>

## B.2 Comisiones del Consejo de Administración

B.2.1 Detalle todas las comisiones del Consejo de Administración y sus miembros:

### COMISIÓN DELEGADA

<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>	<b>Tipología</b>
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	PRESIDENTE	EJECUTIVO



Nombre	Cargo	Tipologia
DON ARTUR CARULLA FONT	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	VOCAL	DOMINICAL
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VOCAL	DOMINICAL
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	VOCAL	DOMINICAL
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	SECRETARIO- VOCAL	EJECUTIVO

#### COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

Nombre	Cargo	Tipologia
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	PRESIDENTE	INDEPENDIENTE
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	VOCAL	INDEPENDIENTE
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	VOCAL	INDEPENDIENTE

#### COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Tipologia
DON ARTUR CARULLA FONT	PRESIDENTE	INDEPENDIENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VOCAL	DOMINICAL
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	VOCAL	DOMINICAL
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	VOCAL	INDEPENDIENTE

#### COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Nombre	Cargo	Tipologia
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	PRESIDENTE	DOMINICAL
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VOCAL	DOMINICAL

Nombre	Cargo	Tipología
DON JUAN ABELLO GALLO	VOCAL	DOMINICAL
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	VOCAL	DOMINICAL
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	VOCAL	INDEPENDIENTE
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	VOCAL	INDEPENDIENTE

B.2.2 Señale si corresponden al Comité de Auditoría las siguientes funciones.

Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables	SI
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	SI
Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes	SI
Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa	SI
Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	SI
Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones	SI
Asegurar la independencia del auditor externo	SI
En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren	SI

B.2.3 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del Consejo.

**Denominación comisión**

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

**Breve descripción**

La Comisión de Auditoría y Control está integrada por un mínimo de tres consejeros, designados por el Consejo de Administración para el ejercicio del cargo durante el plazo de cuatro años, teniendo presentes sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos, sin que puedan formar parte de la misma los Consejeros ejecutivos.

Esta Comisión, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos de la Compañía, de la Auditoría Interna, y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Esta Comisión es competente para formular la propuesta de acuerdo al Consejo de Administración sobre designación de los Auditores de cuentas externos, prórroga de su nombramiento y cese y sobre los términos de su contratación. Asimismo informará, a través de su Presidente, en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia.

Entre sus funciones también se encuentran la de conocer y orientar la política y los objetivos de la Sociedad en el ámbito medioambiental y de seguridad, así como la de elaborar un Informe anual sobre sus actividades, del que dará cuenta al pleno del Consejo.

Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente de la misma, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y actuará como Secretario del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cuantas veces fuera necesario, a juicio de su Presidente, para el cumplimiento de las funciones que le han sido encomendadas, si bien, antes de finalizar el año, se establecerá un calendario anual de sesiones para el siguiente, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio, del que se dará cuenta al pleno del Consejo. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo solicitan dos de sus miembros. En el año 2010 se ha reunido en nueve ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

#### **Denominación comisión**

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

#### **Breve descripción**

En diciembre de 2007 el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. acordó, dentro de la modificación de su Reglamento, que la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia, cuya constitución se produjo el 25 de septiembre de 2002, pasara a denominarse Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. Los miembros de esta Comisión cesarán con el transcurso del plazo de cuatro años a partir de sus nombramientos.

A esta Comisión le corresponden funciones de informe sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo Repsol YPF; e inversiones o desinversiones en activos que, por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de su revisión.

Asimismo, le corresponde conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo Repsol YPF en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre la misma; revisar e informar, con carácter previo a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Social Corporativa del Grupo Repsol YPF; y, en general, cualesquiera otras funciones relacionadas con las materias de su competencia y que le sean solicitadas por el Consejo de Administración o su Presidente.

Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del Consejo de Administración.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine o cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros. Durante el ejercicio 2010 se ha reunido en tres ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

**Denominación comisión**

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

**Breve descripción**

Integran esta Comisión un mínimo de tres Consejeros, que no podrán ser Consejeros Ejecutivos, designados por el Consejo de Administración teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. Esta designación tiene una duración de cuatro años.

A esta Comisión, cuya constitución se produjo el 27 de febrero de 1995, le corresponden funciones de propuesta e informe al Consejo de Administración sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario y Consejeros que hayan de formar parte de las Comisiones del Consejo; propuesta sobre la política de retribución del Consejo, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, sobre la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos; informe sobre el nombramiento de Altos Directivos de la Compañía, así como sobre su política general de retribuciones e incentivos; informe sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo; y, en general, propuestas e informe sobre cualesquiera otros asuntos relacionados con los anteriores que fueran solicitados por el Presidente o por el Consejo de Administración.

El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y el de Secretario por el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cada vez que el Consejo o el Presidente de éste solicite la emisión de informes o la adopción de propuestas en el ámbito de sus funciones, y en todo caso cuando la convoque su Presidente, lo soliciten dos de sus miembros o sea procedente la emisión de informes preceptivos para la adopción de los correspondientes acuerdos. Durante el ejercicio 2010 se ha reunido en tres ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

**Denominación comisión**

COMISIÓN DELEGADA

**Breve descripción**

La Comisión Delegada está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración y un máximo de siete Consejeros pertenecientes a cada una de las tres categorías existentes (ejecutivos, dominicales e independientes), procurando mantener una proporción semejante a la existente en el Consejo de Administración.

La designación de sus miembros requiere el voto favorable de al menos los dos tercios de los miembros del Consejo con nombramiento vigente.

La Comisión Delegada tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo excepto las legalmente indelegables y las configuradas como indelegables por el Reglamento del Consejo de Administración.

Actúa como Presidente de la Comisión Delegada el Presidente del Consejo de Administración y desempeña su Secretaría el Secretario del Consejo, que podrá ser asistido por el Vicesecretario.

En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de tres de los miembros de la Comisión Delegada, la importancia del asunto así lo aconsejara o cuando así venga impuesto por el Reglamento del Consejo de Administración, los acuerdos adoptados por ésta se someterán a ratificación del pleno del Consejo. Otro tanto será de aplicación en relación con aquellos asuntos que el Consejo hubiese remitido para su estudio a la Comisión Delegada reservándose la última decisión sobre los mismos. En cualquier otro caso, los acuerdos adoptados por la Comisión Delegada serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior por el pleno del Consejo.

Una vez terminada la reunión el Secretario levanta Acta de los acuerdos adoptados en la sesión, de los que se da cuenta al siguiente pleno del Consejo de Administración y pone a disposición de los miembros del Consejo copia del acta de dicha sesión. En el año 2010 esta Comisión se ha reunido en cinco ocasiones.

B.2.4 Indique las facultades de asesoramiento, consulta y en su caso, delegaciones que tienen cada una de las comisiones:

**Denominación comisión**

COMISION DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

**Breve descripción**

Ver B.2.3

**Denominación comisión**

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

**Breve descripción**

Ver B.2.3

**Denominación comisión**

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

**Breve descripción**

Ver B.2.3

**Denominación comisión**

COMISIÓN DELEGADA

**Breve descripción**

Ver B.2.3

B.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del Consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.

**Denominación comisión**

#### COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

##### Breve descripción

La regulación interna de la Comisión de Auditoría y Control se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

La Comisión de Auditoría y Control ha elaborado una Memoria de sus actividades durante el ejercicio 2010.

##### Denominación comisión

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

##### Breve descripción

La regulación interna de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cuál está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

##### Denominación comisión

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

##### Breve descripción

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cuál está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

##### Denominación comisión

COMISIÓN DELEGADA

##### Breve descripción

La regulación interna de la Comisión Delegada se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

B.2.6 Indique si la composición de la comisión ejecutiva refleja la participación en el Consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

SI

## C - OPERACIONES VINCULADAS

C.1 Señale si el Consejo en pleno se ha reservado aprobar, previo informe favorable del Comité de Auditoría o cualquier otro al que se hubiera encomendado la función, las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculadas:

SI

C.2 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación	Nombre o denominación	Naturaleza de la	Tipo de la	Importe (miles de
-----------------------	-----------------------	------------------	------------	-------------------

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	20.011
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	208
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compromisos adquiridos	98.145
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	85
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Arrendamientos	1.441
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	58.900
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales recibidos	6.025
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Prestación de servicios	171
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	8.044
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	103.825
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros gastos	10.291
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	140.117
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	52.876

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	733.942
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	666
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	1.056
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Arrendamientos	1.338
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Ingresos financieros	20.985
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	240
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1.111
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Gastos financieros	107.596
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales recibidos	33.895
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales prestados	32.970
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compromisos adquiridos	33.738
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Prestación de servicios	36.601



Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Ingresos financieros	1.017
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales prestados	99.581
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros gastos	388
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	712
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	2.030.533
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	154.574
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	3.646
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	24.939

C.3 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la operación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
DIRECTIVOS DE LA COMPAÑÍA	GRUPO REPSOL YPF	CONTRACTUAL	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	647

C.4 Detalle las operaciones relevantes realizadas por la sociedad con otras sociedades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones:

C.5 Indique si los miembros del Consejo de Administración se han encontrado a lo largo del ejercicio en alguna situación de conflictos de interés, según lo previsto en el artículo 127 ter de la LSA.

NO

C.6 Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo de Administración. En caso de conflicto, el Consejero afectado se abstendrá de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

En última instancia, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

A este respecto, los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que la Sociedad realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Del mismo modo, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, de aplicación a los Consejeros, la Alta Dirección y los Directivos de determinadas direcciones y áreas con acceso a información privilegiada de la Compañía y su Grupo o que realizan actividades relacionadas con el Mercado de Valores, recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3. y 8.4. lo siguiente:

‘Con objeto de controlar los posibles conflictos de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF deberán poner en conocimiento del responsable de su Área, con carácter previo a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate y con la antelación suficiente para que puedan adoptarse las decisiones oportunas, aquellas situaciones que potencialmente y en cada circunstancia concreta puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con Repsol YPF, S.A. o alguna sociedad de su Grupo.

Si el afectado es un miembro del Consejo de Administración el conflicto deberá ser comunicado al Consejo de Administración, quién, si lo estima necesario, solicitará el parecer de la Comisión de Auditoría y Control.

En caso de duda sobre la existencia de un conflicto de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF deberán, adoptando un criterio de prudencia, poner en conocimiento del responsable de su Área o del Consejo de Administración según proceda, las circunstancias concretas que rodean el caso, para que estos puedan formarse un juicio de la situación.

Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol YPF. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF y Repsol YPF o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol YPF, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios.’

Por último, también la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol YPF dispone en su apartado 6.4., en cuanto a los Directivos, que 'Repsol YPF reconoce y respeta la intervención de sus empleados en actividades financieras y empresariales distintas a las que desarrollan para la Compañía, siempre que sean legales y no entren en colisión con sus responsabilidades como empleados de Repsol YPF.

Los empleados de Repsol YPF deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la empresa, se abstendrán de representar a la Compañía e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, él mismo o un pariente cercano, tuviera interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol YPF.

Asimismo, los empleados no podrán realizar tareas, trabajos o prestar servicios en beneficio de empresas del sector o que desarrollen actividades susceptibles de competir directa o indirectamente o puedan llegar a hacerlo con las de Repsol YPF.

Los empleados de Repsol YPF que pudieran verse afectados por un conflicto de intereses, lo comunicarán al responsable de su Área, previamente a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate, con el fin de adoptar las decisiones oportunas en cada circunstancia concreta y así, evitar que su actuación imparcial pueda verse comprometida.'

#### C.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

NO

Identifique a las sociedades filiales que cotizan:

## D - SISTEMAS DE CONTROL DE RIESGOS

D.1 Descripción general de la política de riesgos de la sociedad y/o su grupo, detallando y evaluando los riesgos cubiertos por el sistema, junto con la justificación de la adecuación de dichos sistemas al perfil de cada tipo de riesgo.

Repsol YPF desarrolla actividades en numerosos países, bajo múltiples marcos regulatorios y en todos los ámbitos del negocio del petróleo y del gas. Como consecuencia, Repsol YPF incurre en:

- riesgos de mercado, derivados de la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados, tipos de cambio y tipos de interés,
- riesgos de contraparte, derivados de los contratos financieros, y de los compromisos comerciales con proveedores o clientes,
- riesgo de liquidez y de solvencia,
- riesgos legales y regulatorios (incluidos los riesgos de cambios en los regímenes fiscales, regulaciones sectoriales y medioambientales, regímenes cambiarios, limitaciones a la producción, a las exportaciones, etc.),
- riesgos operativos (incluidos los riesgos de accidentes y de catástrofes naturales, incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de crudo y gas, de seguridad y medio ambiente y riesgos de reputación, como los relacionados con la ética y el impacto social de los negocios),

- riesgos de entorno económico (derivados del ciclo económico mundial y de los países en los que está presente, innovación tecnológica en los sectores en los que opera, etc).

La empresa considera como riesgos más relevantes aquellos que pudieran comprometer la consecución de los objetivos de su Plan Estratégico, y en especial el de mantenimiento de su flexibilidad financiera y solvencia a largo plazo. Repsol YPF lleva a cabo una gestión prudente de sus activos y negocios. Sin embargo, muchos de los riesgos mencionados son connaturales al desarrollo de las actividades, quedan fuera del control de la compañía, y no es posible eliminarlos completamente.

Repsol YPF dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten identificar, medir, evaluar, priorizar, controlar y gestionar los riesgos a los que está expuesto el grupo, y decidir en qué medida tales riesgos son asumidos, mitigados, cubiertos o evitados en la medida en que sea posible. El análisis de los riesgos es un elemento integral de los procesos de toma de decisión del grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno centralizados como en la gestión de los negocios, prestando en cualquier caso especial atención a la concomitancia entre diversos riesgos o a los efectos de diversificación que pudieran producirse a nivel agregado.

Existen las siguientes unidades de análisis, supervisión y control independiente especializadas en diversos ámbitos de la gestión de riesgos:

Unidad de Auditoría Interna, enfocada a la permanente evaluación y mejora de los controles existentes con el fin de garantizar que los riesgos potenciales de todo tipo (control, negocio, imagen, etc...) que pudieran afectar a la consecución de los objetivos estratégicos del Grupo Repsol YPF, se encuentren en todo momento identificados, medidos y controlados.

Unidad de Gestión de Riesgos de Crédito, encargada de:

- el seguimiento y control del riesgo de crédito del Grupo,
- la coordinación de desarrollos normativos relativos a riesgos de crédito, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del Grupo, y el establecimiento de metodologías de medición y valoración de estos riesgos de acuerdo con las mejores prácticas,
- el análisis y control del riesgo de crédito generado por las actividades del Grupo, incluyendo el establecimiento de límites de riesgo de crédito individuales por contraparte
- la definición de los criterios sobre dotaciones, aplicaciones de provisión para insolvencias, refinanciaciones y reclamaciones judiciales de deudas.

Unidad de Middle Office de Mercados, encargada de:

- el cálculo, seguimiento, control y valoración a mercado de las posiciones de liquidez, posiciones de riesgo de tipo de cambio y de tipo de interés,
- medición del riesgo de la posición y análisis de sensibilidad del resultado y del valor de los productos e instrumentos contratados a los distintos factores de riesgo,
- desarrollo y validación de la metodología de medición y valoración de instrumentos y posiciones según mejores prácticas de mercado.

Unidad de Seguimiento de Riesgos, encargada de:

- la coordinación de desarrollos normativos relativos a riesgos de precio de commodities, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del Grupo, y el establecimiento de metodologías de medición y valoración de estos riesgos de acuerdo con las mejores prácticas,
- el seguimiento y control del riesgo de precio de commodities del Grupo,

Unidad de Seguros, encargada de:

- el análisis y la evaluación de los riesgos accidentales que pueden afectar a los activos y actividades del Grupo,
- la definición de la política de financiación de estos riesgos más eficiente, mediante la combinación óptima de medidas de autoseguro y de transferencia de riesgo,
- la contratación de las coberturas de seguro que, en cada caso, se considere conveniente,
- la negociación de las indemnizaciones derivadas de los accidentes asegurados.

Unidad de Seguridad y Medio Ambiente, encargada de:

- Definir los objetivos y líneas estratégicas de seguridad y medio ambiente de compañía y realizar su seguimiento.
- Establecer la normativa corporativa (política, normas, procedimientos, manuales y guías) de seguridad y medio ambiente de ámbito mundial general de la compañía y los mecanismos necesarios para su difusión.
- Identificar y liderar proyectos corporativos de seguridad y medio ambiente y asesorar a las Unidades en la implantación de los mismos y realizar su seguimiento.
- Establecer los indicadores clave de desempeño, realizar el seguimiento del desempeño de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente y proponer acciones de mejora.
- Promover la creación de grupos de trabajo y el intercambio de las mejores prácticas en seguridad y medio ambiente
- Coordinar las auditorías de seguridad y medio ambiente y realizar su seguimiento.

Unidad de Responsabilidad Corporativa, perteneciente a la Dirección de Responsabilidad Corporativa y Servicios Institucionales, encargada de asesorar, impulsar y coordinar la estrategia conjunta de la Responsabilidad Corporativa de la Compañía, lo que implica:

- Proponer elementos de gobierno, tales como normativa corporativa, manuales o guías, objetivos, indicadores y otras herramientas de gestión en materia de RC, y difundirlos de forma complementaria a la establecida a nivel general en el seno de la Compañía.
- Coordinar el diálogo con los Grupos de Interés de la Compañía a nivel corporativo y transmitir sus expectativas al Comité de Responsabilidad Corporativa. Coordinar el seguimiento del diálogo con los Grupos de Interés sobre las contingencias éticas y socioambientales que puedan tener relevancia a nivel corporativo.
- Realizar el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de RC, informando al a la Comisión de Inversiones, Estrategia y Responsabilidad Corporativa del Consejo de Administración, al Comité de Dirección y al Comité de Responsabilidad Corporativa.
- Consolidar la información relativa a RC a nivel corporativo y desarrollar las herramientas de comunicación de la Compañía en materia de RC a nivel corporativo, tales como el Informe Anual de RC y su verificación; la web de RC de Repsol YPF; y los informes para la cotización en índices selectivos de sostenibilidad.
- Representar a la Compañía en foros externos de ámbito corporativo sobre temas de RC, dar a conocer las posiciones corporativas, captar información relevante sobre mejores prácticas de la competencia y transferir ese conocimiento al Comité de Responsabilidad Corporativa.

Unidad de Control Interno de Reporte Financiero, encargada del seguimiento y gestión del sistema de control interno de reporte económico-financiero, con objeto de dar cumplimiento a los requerimientos de la sección 404 de la Ley Sarbanes-Oxley.

El sistema aplicado por Repsol YPF se basa en el marco conceptual definido en el modelo COSO.

Unidad de Control de Reservas cuyo objetivo es asegurar que las estimaciones de reservas probadas de Repsol YPF se

ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la compañía. También realiza las auditorías internas de reservas, coordina las certificaciones de los auditores externos de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.

Existen además diversos comités funcionales y de negocio que tienen encomendadas las funciones de supervisión de las actividades de gestión de riesgos realizadas dentro de su ámbito de responsabilidad.

D.2 Indique si se han materializado durante el ejercicio, alguno de los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, fiscales...) que afectan a la sociedad y/o su grupo,

SI

En caso afirmativo, indique las circunstancias que los han motivado y si han funcionado los sistemas de control establecidos.

**Riesgo materializado en el ejercicio**

Riesgos propios de la actividad de la Sociedad.

**Circunstancias que lo han motivado**

Las propias del desarrollo del negocio.

**Funcionamiento de los sistemas de control**

Los sistemas de control establecidos por la Compañía han funcionado correctamente, lo que ha permitido gestionar los riesgos de forma adecuada.

D.3 Indique si existe alguna comisión u otro órgano de gobierno encargado de establecer y supervisar estos dispositivos de control.

SI

En caso afirmativo detalle cuales son sus funciones.

**Nombre de la comisión u órgano**

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

**Descripción de funciones**

La Comisión de Auditoría y Control, como órgano consultivo del Consejo de Administración, tiene como función principal servir de apoyo al Consejo en sus cometidos de vigilancia mediante, entre otras actuaciones, la revisión periódica de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Con este objeto, la Comisión de Auditoría y Control realiza un seguimiento del desarrollo del Plan Anual de Auditoría Interna, el cuál está orientado a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control establecidos, para asegurar que permiten la identificación, gestión y/o mitigación de los riesgos, de naturaleza operativa, patrimonial y reputacional, del Grupo Repsol YPF. En este sentido, la Comisión se apoya en Auditoría Interna para conocer las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueren relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

Asimismo, la Comisión de Auditoría y Control supervisa la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los

sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo.

Finalmente, la Comisión, a través de las áreas correspondientes de la Compañía, conoce y orienta la política, los objetivos y las directrices del Grupo Repsol YPF en el ámbito medioambiental y de seguridad.

D.4 Identificación y descripción de los procesos de cumplimiento de las distintas regulaciones que afectan a su sociedad y/o a su grupo.

La Comisión de Auditoría y Control sirve de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, velando por el cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Vigila el cumplimiento de la normativa aplicable, de ámbito nacional o internacional, en asuntos relacionados con las conductas en los mercados de valores, y protección de datos. Se asegura de que los Códigos Éticos y de Conducta Internos y ante los Mercados de Valores, aplicables al personal del Grupo, cumplen las exigencias normativas y son adecuados para la Sociedad.

Del mismo modo, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos y la correcta aplicación de los criterios contables.

## E - JUNTA GENERAL

E.1 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) respecto al quórum de constitución de la Junta General

NO

	% de quórum distinto al establecido en art. 102 LSA para supuestos generales	% de quórum distinto al establecido en art. 103 LSA para supuestos especiales del art. 103
Quórum exigido en 1ª convocatoria	0	0
Quórum exigido en 2ª convocatoria	0	0

E.2 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) para el régimen de adopción de acuerdos sociales.

SI

Título	Valor
Modificación limitación derechos de voto	75,000

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSA.

Describa las diferencias
Como excepción al régimen previsto en la Ley de Sociedades de Capital, el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista, o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo, será del 10% del capital suscrito con derecho a voto, y los acuerdos para la modificación de ese límite requerirán, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General. Esa misma mayoría será necesaria para modificar la mayoría precisa para la alteración de tal límite.

E.3 Relacione los derechos de los accionistas en relación con las juntas generales, que sean distintos a los establecidos en la LSA.

De acuerdo con el artículo 23 de los Estatutos Sociales podrán asistir a la Junta General los accionistas que sean titulares de cualquier número de acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con cinco días de antelación a su celebración, y se provean, en la forma prevista en la convocatoria, de la correspondiente tarjeta de asistencia, acreditativa del cumplimiento de los mencionados requisitos que se expedirá con carácter nominativo por las entidades a que legalmente corresponda.

En cuanto al derecho de participación e información de los accionistas, el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF S.A. prevé que:

‘6.3 El Consejo de Administración adoptará cuantas medidas estime oportunas para asegurarse de que la Junta General ejerza las funciones que le son propias. A tal fin pondrá a disposición de los accionistas, con carácter previo a la Junta, cuanta información sea legalmente exigible o, aún no siéndolo, resulte de interés para ellos y pueda ser suministrada razonablemente. Asimismo atenderá con la mayor diligencia las solicitudes de información y las preguntas formuladas por los accionistas con carácter previo a la Junta o con ocasión de la celebración de ésta última.’

6.4 La información que la Sociedad facilite a sus accionistas y demás partícipes en los mercados financieros será completa, correcta, equitativa, simétrica y en tiempo útil.

Con el fin de conseguir una mayor transparencia e inmediatez en el proceso de difusión de información, la Sociedad utilizará los procedimientos y tecnologías de uso generalizado que la técnica ponga a disposición de empresas y particulares. A tal fin, el Consejo de Administración intensificará el uso de la página web de la Compañía y acordará los contenidos a facilitar por dicho medio y que incluirán, entre otros documentos, los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración, los informes trimestrales y anuales, las convocatorias de las Juntas Generales, su reglamentación y acuerdos adoptados en la última celebrada, así como cualquier otra información que se considere oportuna.’

Adicionalmente, el Reglamento de la Junta General establece en su artículo 5, en relación con el derecho de participación e información de los accionistas, que el anuncio de la convocatoria de la Junta General contendrá ‘el lugar y el horario en el que estarán a disposición del accionista los documentos que se sometan a la aprobación de la Junta, aquellos otros documentos que sean legalmente preceptivos y los que, adicionalmente, decida el Consejo de Administración, sin perjuicio de la facultad que asiste al accionista de solicitar y recibir el envío gratuito de todos los documentos mencionados.’

Este mismo artículo 5 del Reglamento de la Junta General contempla, asimismo, que ‘además de lo exigido por disposición



legal o estatutaria, desde la fecha de publicación de la convocatoria de la Junta General la Sociedad publicará a través de su página web el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del orden del día, incluyendo, en el caso de propuestas de nombramiento de administradores, la información a la que se refiere el apartado 13 del artículo 47 de los Estatutos sociales ((i) el perfil profesional y biográfico, (ii) la relación de otros consejos de administración de los que formen parte, (iii) la indicación de la categoría de consejero a la que pertenezcan, señalándose, en el caso de los dominicales, el accionista al que representan o con quien tengan vínculos, (iv) la fecha de su primer nombramiento como Consejeros en la Sociedad, así como de los posteriores, y (v) las acciones de la Sociedad y opciones sobre ellas de las que sean titulares).

Se excepcionarán aquellos supuestos en los que, tratándose de propuestas para las que la Ley o los Estatutos no requieran su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo estime que concurren motivos justificados para no hacerlo.

Asimismo, cuando exista un complemento de la convocatoria, desde la fecha de su publicación la Sociedad hará públicas a través de su página web el texto de las propuestas a que dicho complemento se refiera, siempre que hayan sido remitidas a la Sociedad.'

El artículo 6.1 del Reglamento de la Junta General de Accionistas dispone también que:

'En todo momento los accionistas, previa consignación de su identidad como tales, podrán, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página Web de la Sociedad, formular cuestiones o realizar sugerencias que guarden relación con las actividades e intereses de la misma y consideren que deben ser tratadas en Junta General de Accionistas.

Convocada la Junta General y antes de los siete días inmediatos a la fecha fijada como primera convocatoria, los accionistas podrán utilizar los mismos medios para comentar o realizar sugerencias por escrito con relación a las propuestas incluidas en su Orden del Día.

Los Servicios de la Sociedad examinarán las cuestiones, sugerencias y comentarios de los accionistas y, de forma agrupada en su caso, se difundirán sus respuestas en la página Web de la Sociedad o, de considerarlo procedente el Consejo de Administración, serán tratadas en Junta General de Accionistas, aunque no sean incluidas en el Orden del Día.'

Además de todo ello, para facilitar el acceso de los accionistas a la información de la Compañía, Repsol ha creado la Oficina de Información al Accionista mencionada anteriormente. En ella el accionista dispone de acceso telefónico gratuito y un correo electrónico donde puede solicitar cuanta información sea de su interés. Adicionalmente los accionistas pueden acudir a dicha Oficina donde recibirán atención personalizada.

**E.4** Indique, en su caso, las medidas adoptadas para fomentar la participación de los accionistas en las juntas generales.

El Reglamento de la Junta General de Accionistas, facilita, en su apartado 6, el derecho de participación e información del accionista, previéndose la posibilidad de que pueda formular cuestiones o realizar sugerencias que guarden relación con las actividades o intereses de la misma y que considere que deben ser tratadas en la Junta General, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

Además de estas medidas previstas expresamente en las Normas de Gobierno Corporativo de Repsol YPF, S.A., la compañía fomenta igualmente la participación de los accionistas en la Junta General con las siguientes medidas:

- Publicación del anuncio de la convocatoria en los medios de comunicación de mayor difusión, con antelación suficiente, insertándose una copia en la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)) y enviándose copia del mismo a las bolsas en las que coticen las acciones y a las entidades depositarias de las acciones, para que procedan a la emisión de las tarjetas de asistencia.
- Advertencia, en el anuncio de la convocatoria, de la celebración de la Junta General en segunda convocatoria.

- Prácticas seguidas para incentivar la asistencia mediante la entrega de obsequios e, incluso en su caso, el pago de primas de asistencia.

- Celebración de la Junta General en un local con las mejores condiciones para el desarrollo y seguimiento de la reunión, con un gran aforo, y facilitando el traslado hasta el mismo.

- Posibilidad de ejercer o delegar el voto a distancia, ya sea por correspondencia postal o por medios electrónicos, poniendo a disposición de los accionistas:

En la página web y en la Oficina de Atención al Accionista un modelo para el ejercicio del voto por correspondencia postal.

Una aplicación en la página web para el ejercicio o delegación del voto por medios electrónicos, para aquellos accionistas que tengan una firma electrónica reconocida o avanzada, basada en un certificado electrónico reconocido y vigente, emitido por la Entidad Pública de Certificación Española (CERES).

- Posibilidad de fraccionar el voto a través de la plataforma de voto y delegación por medios electrónicos y por correo postal.

- Asistencia y orientación personalizada a los accionistas que deseen intervenir, a través del personal de la Oficina de Información al Accionista.

- Posibilidad de acceder a la transmisión en directo de la reunión a través de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

- Difusión, a través de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)) de las propuestas de acuerdos correspondientes a los puntos del Orden del Día, así como del informe del Consejo de Administración referente a cada una de las propuestas de acuerdos sometidas a la aprobación de la Junta General.

E.5 Indique si el cargo de presidente de la Junta General coincide con el cargo de presidente del Consejo de Administración. Detalle, en su caso, qué medidas se adoptan para garantizar la independencia y buen funcionamiento de la Junta General:

SI

Detalles las medidas
A iniciativa propia, el Consejo de Administración tradicionalmente requiere la presencia de un Notario para que asista a la celebración de la Junta General y levante acta de la reunión.
En consecuencia, ni el Presidente ni el Secretario de la Junta General intervienen en la elaboración del acta, que se encomienda a un fedatario público, con la consiguiente garantía de neutralidad para los accionistas.

E.6 Indique, en su caso, las modificaciones introducidas durante el ejercicio en el reglamento de la Junta General.

La Junta General Ordinaria celebrada el 30 de abril de 2010 aprobó la modificación del apartado 3.5 del artículo 3 (Competencias de la Junta) y del apartado 9.2 del artículo 9 (Constitución de la Junta) de su Reglamento.

Las referidas modificaciones del Reglamento de la Junta General tenían como objeto su adaptación a la modificación legislativa en materia de sociedades introducida por la Ley 3/2009, de 3 de abril, sobre modificaciones estructurales de las sociedades mercantiles.

Dicha modificación fue comunicada a la CNMV mediante escrito de fecha 18 de junio de 2010 y figura inscrita en el Registro

Mercantil de Madrid.

E.7 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe:

Datos de asistencia					
Fecha Junta General	% de presencia física	% en representación	% voto a distancia		Total
			Voto electrónico	Otros	
30/04/2010	0,058	63,358	0,006	0,446	63,868

E.8 Indique brevemente los acuerdos adoptados en las juntas generales celebrados en el ejercicio al que se refiere el presente informe y porcentaje de votos con los que se ha adoptado cada acuerdo.

Durante el ejercicio 2010 se celebró únicamente una Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A., la Junta General Ordinaria que tuvo lugar el 30 de abril de 2010, y en la que se adoptaron los siguientes acuerdos, con las mayorías que se indican:

1.1 Aprobar las Cuentas Anuales e Informe de Gestión de Repsol YPF, S.A., las Cuentas Anuales Consolidadas y el Informe de Gestión Consolidado, correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2009, y la propuesta de aplicación de sus resultados.

Votaron a favor 604.291.620 acciones, votaron en contra 98.609 acciones y se abstuvieron 10.971.712 acciones.

1.2 Aprobar la gestión del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. correspondiente al ejercicio social 2009.

Votaron a favor 596.098.123 acciones, votaron en contra 8.741.305 acciones y se abstuvieron 10.522.513 acciones.

2.1 Modificar el primer párrafo del artículo 9 (Dividendos pasivos y mora del accionista).

Votaron a favor 600.008.846 acciones, votaron en contra 98.358 acciones y se abstuvieron 15.254.737 acciones.

2.2 Modificar el artículo 12.bis (Derecho de suscripción preferente).

Votaron a favor 599.694.119 acciones, votaron en contra 413.679 acciones y se abstuvieron 15.254.143 acciones.

2.3 Modificar el primer párrafo del artículo 22 (Acuerdos especiales, constitución y mayorías).

Votaron a favor 599.960.369 acciones, votaron en contra 143.416 acciones y se abstuvieron 15.258.156 acciones.

3.1 Modificar el apartado 3.5 del artículo 3 (Competencias de la Junta).

Votaron a favor 599.880.057 acciones, votaron en contra 176.115 acciones y se abstuvieron 15.305.769 acciones.

3.2 Modificar el apartado 9.2 del artículo 9 (Constitución de la Junta).

Votaron a favor 599.984.159 acciones, votaron en contra 131.195 acciones y se abstuvieron 15.246.587 acciones.

4.1 Reelegir como miembro del Consejo de Administración, por un nuevo período de cuatro años, a Dña. Paulina Beato Blanco.

Votaron a favor 602.026.416 acciones, votaron en contra 156.935 acciones y se abstuvieron 13.178.590 acciones.

4.2 Reelegir como miembro del Consejo de Administración, por un nuevo período de cuatro años, a D. Artur Carulla Font.

Votaron a favor 595.416.578 acciones, votaron en contra 7.240.441 acciones y se abstuvieron 12.704.922 acciones.

4.3 Reelegir como miembro del Consejo de Administración, por un nuevo período de cuatro años, a D. Javier Echenique Landiribar.

Votaron a favor 601.633.095 acciones, votaron en contra 2.491.037 acciones y se abstuvieron 11.237.809 acciones.

4.4 Reelegir como miembro del Consejo de Administración, por un nuevo período de cuatro años, a Pemex Internacional España, S.A.

Votaron a favor 597.174.003 acciones, votaron en contra 6.246.245 acciones y se abstuvieron 11.941.693 acciones.

4.5 Reelegir como miembro del Consejo de Administración, por un nuevo período de cuatro años, a D. Henri Philippe Reichstul.

Votaron a favor 604.012.048 acciones, votaron en contra 148.075 acciones y se abstuvieron 11.201.818 acciones.

5. Reelegir como Auditor de Cuentas de Repsol YPF, S.A. y de su Grupo Consolidado a la Sociedad Deloitte, S.L. por el período legalmente establecido de una anualidad, encomendándole igualmente la realización de los demás servicios de Auditoría exigidos por la Ley que precisare la sociedad hasta la celebración de la próxima Junta General Ordinaria.

Votaron a favor 602.410.163 acciones, votaron en contra 2.507.334 acciones y se abstuvieron 10.444.444 acciones.

6. Autorizar al Consejo de Administración, con expresa facultad de sustitución, para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., directamente o a través de sociedades dominadas, dentro del plazo de 5 años a contar desde el acuerdo de la Junta, dejando sin efecto la autorización acordada en la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

Votaron a favor 594.579.635 acciones, votaron en contra 9.602.838 acciones y se abstuvieron 11.179.468 acciones.

7. Delegar en el Consejo de Administración la facultad de acordar el aumento del capital social, hasta el máximo legalmente previsto, con posibilidad de excluir el derecho de suscripción preferente, dejando sin efecto el acuerdo séptimo de la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2005.

Votaron a favor 570.986.716 acciones, votaron en contra 27.382.419 acciones y se abstuvieron 16.992.806 acciones.

8. Delegación de facultades para complementar, desarrollar, ejecutar, subsanar y formalizar los acuerdos adoptados por la Junta General.

Votaron a favor 602.821.148 acciones, votaron en contra 2.637.137 acciones y se abstuvieron 9.903.656 acciones.

E.9 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la Junta General.

NO

<b>Número de acciones necesarias para asistir a la Junta General</b>	
--	--

E.10 Indique y justifique las políticas seguidas por la sociedad referente a las delegaciones de voto en la junta general.

De acuerdo con el apartado 8 del Reglamento de la Junta General, todo accionista que tenga derecho de asistencia podrá hacerse representar en la Junta General por medio de otra persona, que no necesitará ser accionista. La representación deberá conferirse por escrito o por medios de comunicación a distancia, y con carácter especial para cada Junta.

Para ello, además de poder remitir las delegaciones para la asistencia y voto en la Junta a través de las entidades participantes de la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores S.A. (Iberclear), se pone a disposición de los accionistas la Oficina de Información al Accionista, a la que pueden dirigirse por correo o en persona, y otra oficina abierta, exclusivamente para este fin, en el domicilio social, Paseo de la Castellana, número 278, donde se reciben las tarjetas de asistencia y se entregan los obsequios correspondientes.

Asimismo, para aquellos accionistas que tengan una firma electrónica reconocida o avanzada, basada en un certificado electrónico reconocido y vigente, emitido por la Entidad Pública de Certificación Española (CERES), se pone a disposición una aplicación en la página web para la delegación del voto por medios electrónicos.

E.11 Indique si la compañía tiene conocimiento de la política de los inversores institucionales de participar o no en las decisiones de la sociedad:

NO

E.12 Indique la dirección y modo de acceso al contenido de gobierno corporativo en su página Web.

El contenido de gobierno corporativo, regulado por la Ley 26/2003, de 17 de julio, la Orden ECO/3722/2003, de 26 de diciembre y la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, se recoge en el epígrafe 'Información para accionistas e inversores' de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

## **F - GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO**

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código Unificado de buen gobierno. En el supuesto de no cumplir alguna de ellas, explique las recomendaciones, normas, prácticas o criterios, que aplica la sociedad.

1. Que los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

*Ver epígrafes: A.9, B.1.22, B.1.23 y E.1, E.2*

Explique

El art. 27 de los Estatutos y el art. 13.6 del Reglamento de la Junta General de Accionistas de la Sociedad, establecen que el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General un mismo accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo, será del 10% del total del capital social con derecho a voto.

Dicha limitación fue aprobada, al amparo de lo dispuesto por el artículo 105 de la Ley de Sociedades Anónimas, en la Junta General Extraordinaria de 1999 por un 95% del capital social concurrente a dicha Junta.

2. Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:
- Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;
  - Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.

*Ver epígrafes: C.4 y C.7*

No Aplicable

3. Que, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes mercantiles, se sometan a la aprobación de la Junta General de Accionistas las operaciones que entrañen una modificación estructural de la sociedad y, en particular, las siguientes:

- La transformación de sociedades cotizadas en compañías holding, mediante "filialización" o incorporación a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, incluso aunque ésta mantenga el pleno dominio de aquéllas;
- La adquisición o enajenación de activos operativos esenciales, cuando entrañe una modificación efectiva del objeto social;
- Las operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la sociedad.

Cumple

4. Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la Junta General, incluida la información a que se refiere la recomendación 28, se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la Junta.

Cumple

5. Que en la Junta General se voten separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, a fin de que los accionistas puedan ejercer de forma separada sus preferencias de voto. Y que dicha regla se aplique, en particular:

- Al nombramiento o ratificación de consejeros, que deberán votarse de forma individual;
- En el caso de modificaciones de Estatutos, a cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.

*Ver epígrafe: E.8*

Cumple

6. Que las sociedades permitan fraccionar el voto a fin de que los intermediarios financieros que aparezcan legitimados como accionistas, pero actúen por cuenta de clientes distintos, puedan emitir sus votos conforme a las instrucciones de éstos.

*Ver epígrafe: E.4*

Cumple

7. Que el Consejo desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas y se guíe por el interés de la compañía, entendido como hacer máximo, de forma sostenida,

el valor económico de la empresa.

Y que vele asimismo para que en sus relaciones con los grupos de interés (stakeholders) la empresa respete las leyes y reglamentos; cumpla de buena fe sus obligaciones y contratos; respete los usos y buenas prácticas de los sectores y territorios donde ejerza su actividad; y observe aquellos principios adicionales de responsabilidad social que hubiera aceptado voluntariamente.

Cumple

8. Que el Consejo asuma, como núcleo de su misión, aprobar la estrategia de la compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la compañía. Y que, a tal fin, el Consejo en pleno se reserve la competencia de aprobar:

a) Las políticas y estrategias generales de la sociedad, y en particular:

- i) El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales;
- ii) La política de inversiones y financiación;
- iii) La definición de la estructura del grupo de sociedades;
- iv) La política de gobierno corporativo;
- v) La política de responsabilidad social corporativa;
- vi) La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos;
- vii) La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.
- viii) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

*Ver epígrafes: B.1.10, B.1.13, B.1.14 y D.3*

b) Las siguientes decisiones :

- i) A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.

*Ver epígrafe: B.1.14*

- ii) La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.

*Ver epígrafe: B.1.14*

- iii) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente.
- iv) Las inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico, salvo que su aprobación corresponda a la Junta General;
- v) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculados ("operaciones vinculadas").

Esa autorización del Consejo no se entenderá, sin embargo, precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

1ª. Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;

2ª. Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;

3ª. Que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

Se recomienda que el Consejo apruebe las operaciones vinculadas previo informe favorable del Comité de Auditoría o, en su caso, de aquel otro al que se hubiera encomendado esa función; y que los consejeros a los que afecten, además de no ejercer ni delegar su derecho de voto, se ausenten de la sala de reuniones mientras el Consejo delibera y vota sobre ella.

Se recomienda que las competencias que aquí se atribuyen al Consejo lo sean con carácter indelegable, salvo las mencionadas en las letras b) y c), que podrán ser adoptadas por razones de urgencia por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Ver epígrafes: C.1 y C.6

#### Cumple Parcialmente

La sociedad cumple el contenido de la recomendación, excepto los apartados:

- a.iii) Dada la complejidad y el elevado número de empresas que integran el Grupo Repsol YPF actualmente, no se ha considerado conveniente recoger expresamente en la normativa interna de la Sociedad el contenido de esta recomendación.

- a.vii) La Sociedad cumple, excepto lo relativo al seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control. A este respecto, dado que la recomendación 50.1 del Código Unificado atribuye a la Comisión de Auditoría y Control funciones en materia de supervisión de los sistemas de información, control interno y gestión de riesgos, así como que Repsol YPF está sujeta a la Ley estadounidense Sarbanes-Oxley (Sección 404), en virtud de la cual la Comisión de Auditoría y Control debe actuar como máximo órgano de control y supervisión del funcionamiento del sistema de Control Interno de Reporting Financiero, se ha considerado conveniente que corresponda a dicha Comisión la función de supervisar los sistemas de gestión de riesgos, control interno y sistemas de información de la Compañía, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias.

- b.i) El Reglamento del Consejo de Administración no reserva al pleno del Consejo el cese de los altos directivos por considerar que esa facultad debe quedar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre esta materia. Asimismo, el Consejo de Administración se reserva la facultad de aprobar las cláusulas de garantía o de 'blindaje' para casos de despido o cambios de control a favor de los Altos Directivos de la Sociedad, cuando sus condiciones superen las habituales de mercado.

- b.v) La Sociedad cumple, excepto lo relativo a la creación o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales. A este respecto, la Sociedad ha optado por que la Comisión de Auditoría y Control reciba información sobre estas materias y vele por que estas operaciones respondan a finalidades apropiadas y por que la Alta Dirección adopte las medidas oportunas para identificarlas y gestionarlas adecuadamente. Todo ello, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias.

Por otro lado, esta recomendación incluye un concepto indeterminado (operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del Grupo), cuya incorporación a la normativa interna de la compañía no se ha considerado conveniente, dada la incertidumbre que puede generar en su aplicación.

9. Que el Consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.

Ver epígrafe: B.1.1

#### Explique

El Consejo de Administración consideró conveniente para la compañía, tomando en consideración la estructura de su capital y la representación de éste en el órgano de administración de la Sociedad, la incorporación al mismo de personas del máximo prestigio profesional, procedentes de los sectores de auditoría, financiero-contable, industrial y mercado de valores, que pudieran incrementar la capacidad de decisión del órgano de administración y la riqueza de sus puntos de vista.

A tal efecto, el Consejo de Administración propuso a la Junta General de Accionistas de 2007, dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en los Estatutos Sociales (9 a 16), establecer en 16 el número de Consejeros. Dicha propuesta fue aprobada por la referida Junta General.

10. Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del Consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.

Ver epígrafes: A.2, A.3, B.1.3 y B.1.14

#### Cumple



11. Que si existiera algún consejero externo que no pueda ser considerado dominical ni independiente, la sociedad explique tal circunstancia y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya con sus accionistas.

*Ver epígrafe: B.1.3*

No Aplicable

12. Que dentro de los consejeros externos, la relación entre el número de consejeros dominicales y el de independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los consejeros dominicales y el resto del capital.

Este criterio de proporcionalidad estricta podrá atenuarse, de forma que el peso de los dominicales sea mayor que el que correspondería al porcentaje total de capital que representen:

1º En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas, pero existan accionistas, con paquetes accionariales de elevado valor absoluto.

2º Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el Consejo, y no tengan vínculos entre sí.

*Ver epígrafes: B.1.3, A.2 y A.3*

Cumple

13. Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.

*Ver epígrafe: B.1.3*

Cumple

14. Que el carácter de cada consejero se explique por el Consejo ante la Junta General de Accionistas que deba efectuar o ratificar su nombramiento, y se confirme o, en su caso, revise anualmente en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, previa verificación por la Comisión de Nombramientos. Y que en dicho Informe también se expliquen las razones por las cuales se haya nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 5% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.

*Ver epígrafes: B.1.3 y B.1.4*

Cumple

15. Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, el Consejo explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación; y que, en particular, la Comisión de Nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:

a) Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras;

b) La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

*Ver epígrafes: B.1.2, B.1.27 y B.2.3*

Cumple

16. Que el Presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del Consejo, se asegure de que los consejeros reciban con carácter previo información suficiente; estimule el debate y la participación activa de los consejeros durante las sesiones del Consejo, salvaguardando su libre toma de posición y expresión de opinión; y organice y coordine con los presidentes de las Comisiones relevantes la evaluación periódica del Consejo, así como, en su

caso, la del Consejero Delegado o primer ejecutivo.

*Ver epígrafe: B.1.42*

Cumple

17. Que, cuando el Presidente del Consejo sea también el primer ejecutivo de la sociedad, se faculte a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día; para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos; y para dirigir la evaluación por el Consejo de su Presidente.

*Ver epígrafe: B.1.21*

Cumple

18. Que el Secretario del Consejo, vele de forma especial para que las actuaciones del Consejo:

- a) Se ajusten a la letra y al espíritu de las Leyes y sus reglamentos, incluidos los aprobados por los organismos reguladores;
- b) Sean conformes con los Estatutos de la sociedad y con los Reglamentos de la Junta, del Consejo y demás que tenga la compañía;
- c) Tengan presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código Unificado que la compañía hubiera aceptado.

Y que, para salvaguardar la independencia, imparcialidad y profesionalidad del Secretario, su nombramiento y cese sean informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo; y que dicho procedimiento de nombramiento y cese conste en el Reglamento del Consejo.

*Ver epígrafe: B.1.34*

Cumple

19. Que el Consejo se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada Consejero proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

*Ver epígrafe: B.1.29*

Cumple

20. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones.

*Ver epígrafes: B.1.28 y B.1.30*

Cumple

21. Que cuando los consejeros o el Secretario manifiesten preocupaciones sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la compañía y tales preocupaciones no queden resueltas en el Consejo, a petición de quien las hubiera manifestado se deje constancia de ellas en el acta.

No Aplicable

22. Que el Consejo en pleno evalúe una vez al año:

- a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del Consejo;
- b) Partiendo del informe que le eleve la Comisión de Nombramientos, el desempeño de sus funciones por el Presidente del Consejo y por el primer ejecutivo de la compañía;

c) El funcionamiento de sus Comisiones, partiendo del informe que éstas le eleven.

*Ver epígrafe: B.1.19*

Cumple

23. Que todos los consejeros puedan hacer efectivo el derecho a recabar la información adicional que juzguen precisa sobre asuntos de la competencia del Consejo. Y que, salvo que los Estatutos o el Reglamento del Consejo establezcan otra cosa, dirijan su requerimiento al Presidente o al Secretario del Consejo.

*Ver epígrafe: B.1.42*

Cumple

24. Que todos los consejeros tengan derecho a obtener de la sociedad el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones. Y que la sociedad arbitre los cauces adecuados para el ejercicio de este derecho, que en circunstancias especiales podrá incluir el asesoramiento externo con cargo a la empresa.

*Ver epígrafe: B.1.41*

Cumple

25. Que las sociedades establezcan un programa de orientación que proporcione a los nuevos consejeros un conocimiento rápido y suficiente de la empresa, así como de sus reglas de gobierno corporativo. Y que ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple

26. Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:

a) Que los consejeros informen a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;

b) Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros.

*Ver epígrafes: B.1.8, B.1.9 y B.1.17*

Cumple Parcialmente

La Sociedad cumple, excepto lo relativo a las reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros. A este respecto, considera suficiente para asegurar el eficaz desempeño de sus funciones por los Consejeros las obligaciones que, conforme a lo establecido en el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deben cumplir por virtud de su cargo:

. Dedicar con continuidad el tiempo y esfuerzo necesarios para seguir de forma regular las cuestiones que plantea la administración de la Sociedad.

. Informarse y preparar adecuadamente las reuniones del Consejo y de los órganos delegados y consultivos a los que pertenezcan, recabando la información suficiente para ello y la colaboración o asistencia que consideren oportunas.

. Asistir a las reuniones de los órganos de que formen parte y participar activamente en las deliberaciones a fin de que su criterio contribuya eficazmente al proceso de toma de decisiones. De no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que ha sido convocado, deberá instruir al Consejero que, en su caso, le represente.

. Realizar cualquier cometido específico que le encomiende el Consejo de Administración y se halle razonablemente comprendido en su compromiso de dedicación.

. Informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los

cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones informará al Consejo sobre el cumplimiento por los Consejeros de las referidas obligaciones.

27. Que la propuesta de nombramiento o reelección de consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General de Accionistas, así como su nombramiento provisional por cooptación, se aprueben por el Consejo:

- a) A propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de consejeros independientes.
- b) Previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes consejeros.

*Ver epígrafe: B.1.2*

Cumple

28. Que las sociedades hagan pública a través de su página Web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:

- a) Perfil profesional y biográfico;
- b) Otros Consejos de administración a los que pertenezca, se trate o no de sociedades cotizadas;
- c) Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.
- d) Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de los posteriores, y;
- e) Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sea titular.

Cumple

29. Que los consejeros independientes no permanezcan como tales durante un período continuado superior a 12 años.

*Ver epígrafe: B.1.2*

Cumple

30. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

*Ver epígrafes: A.2, A.3 y B.1.2*

Cumple

31. Que el Consejo de Administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero hubiera incumplido los deberes inherentes a su cargo o incurrido en algunas de las circunstancias descritas en el epígrafe 5 del apartado III de definiciones de este Código.

También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultados de Ofertas Públicas de Adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad cuando tales cambios en la estructura del Consejo vengán propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 12.

*Ver epígrafes: B.1.2, B.1.5 y B.1.26*

Cumple

32. Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al Consejo de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas, el Consejo examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el Consejo de cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

*Ver epígrafes: B.1.43 y B.1.44*

Cumple

33. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al Consejo puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de interés, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el Consejo.

Y que cuando el Consejo adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, éste saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

Esta Recomendación alcanza también al Secretario del Consejo, aunque no tenga la condición de consejero.

No Aplicable

34. Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del Consejo. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

*Ver epígrafe: B.1.5*

No Aplicable

35. Que la política de retribuciones aprobada por el Consejo se pronuncie como mínimo sobre las siguientes cuestiones:

a) Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen;

b) Conceptos retributivos de carácter variable, incluyendo, en particular:

i) Clases de consejeros a los que se apliquen, así como explicación de la importancia relativa de los conceptos retributivos variables respecto a los fijos.

ii) Criterios de evaluación de resultados en los que se base cualquier derecho a una remuneración en acciones, opciones sobre acciones o cualquier componente variable;

iii) Parámetros fundamentales y fundamento de cualquier sistema de primas anuales (bonus) o de otros beneficios no satisfechos en efectivo; y

iv) Una estimación del importe absoluto de las retribuciones variables a las que dará origen el plan retributivo propuesto, en función del grado de cumplimiento de las hipótesis u objetivos que tome como referencia.

c) Principales características de los sistemas de previsión (por ejemplo, pensiones complementarias, seguros de vida y figuras análogas), con una estimación de su importe o coste anual equivalente.

d) Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos, entre las que se incluirán:

i) Duración;

ii) Plazos de preaviso; y

iii) Cualesquiera otras cláusulas relativas a primas de contratación, así como indemnizaciones o blindajes por resolución anticipada o terminación de la relación contractual entre la sociedad y el consejero ejecutivo.

*Ver epígrafe: B.1.15*

Cumple

36. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones mediante entrega de acciones de la sociedad o de sociedades del grupo, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción, retribuciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad o sistemas de previsión.

Esta recomendación no alcanzará a la entrega de acciones, cuando se condicione a que los consejeros las mantengan hasta su cese como consejero.

*Ver epígrafes: A.3 y B.1.3*

Cumple

37. Que la remuneración de los consejeros externos sea la necesaria para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija; pero no tan elevada como para comprometer su independencia.

Cumple

38. Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.

Cumple

39. Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales retribuciones guardan relación con el desempeño profesional de sus beneficiarios y no derivan simplemente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Cumple

40. Que el Consejo someta a votación de la Junta General de Accionistas, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. Y que dicho informe se ponga a disposición de los accionistas, ya sea de forma separada o de cualquier otra forma que la sociedad considere conveniente.

Dicho informe se centrará especialmente en la política de retribuciones aprobada por el Consejo para el año ya en curso, así como, en su caso, la prevista para los años futuros. Abordará todas las cuestiones a que se refiere la Recomendación 35, salvo aquellos extremos que puedan suponer la revelación de información comercial sensible. Hará hincapié en los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio pasado al que se refiera la Junta General. Incluirá también un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en dicho ejercicio pasado.

Que el Consejo informe, asimismo, del papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones en la elaboración de la política de retribuciones y, si hubiera utilizado asesoramiento externo, de la identidad de los consultores externos que lo hubieran prestado.

Cumple Parcialmente

La Sociedad elabora el Informe sobre la política de retribuciones de los Consejeros, que es puesto a disposición de los accionistas, a título informativo, con motivo de la celebración de la Junta General Ordinaria de Accionistas.

41. Que la Memoria detalle las retribuciones individuales de los consejeros durante el ejercicio e incluya:

- a) El desglose individualizado de la remuneración de cada consejero, que incluirá, en su caso:
  - i) Las dietas de asistencia u otras retribuciones fijas como consejero;
  - ii) La remuneración adicional como presidente o miembro de alguna comisión del Consejo;
  - iii) Cualquier remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, y la razón por la que se otorgaron;
  - iv) Las aportaciones a favor del consejero a planes de pensiones de aportación definida; o el aumento de derechos consolidados del consejero, cuando se trate de aportaciones a planes de prestación definida;
  - v) Cualesquiera indemnizaciones pactadas o pagadas en caso de terminación de sus funciones;
  - vi) Las remuneraciones percibidas como consejero de otras empresas del grupo;
  - vii) Las retribuciones por el desempeño de funciones de alta dirección de los consejeros ejecutivos;
  - viii) Cualquier otro concepto retributivo distinto de los anteriores, cualquiera que sea su naturaleza o la entidad del grupo que lo satisfaga, especialmente cuando tenga la consideración de operación vinculada o su omisión distorsione la imagen fiel de las remuneraciones totales percibidas por el consejero.
- b) El desglose individualizado de las eventuales entregas a consejeros de acciones, opciones sobre acciones o cualquier otro instrumento referenciado al valor de la acción, con detalle de:
  - i) Número de acciones u opciones concedidas en el año, y condiciones para su ejercicio;
  - ii) Número de opciones ejercidas durante el año, con indicación del número de acciones afectas y el precio de ejercicio;
  - iii) Número de opciones pendientes de ejercitar a final de año, con indicación de su precio, fecha y demás requisitos de ejercicio;
  - iv) Cualquier modificación durante el año de las condiciones de ejercicio de opciones ya concedidas.
- c) Información sobre la relación, en dicho ejercicio pasado, entre la retribución obtenida por los consejeros ejecutivos y los resultados u otras medidas de rendimiento de la sociedad.

Cumple

42. Que cuando exista Comisión Delegada o Ejecutiva (en adelante, "Comisión Delegada"), la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio Consejo y su secretario sea el del Consejo.

Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.6

Cumple

43. Que el Consejo tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la Comisión Delegada y que todos los miembros del Consejo reciban copia de las actas de las sesiones de la Comisión Delegada.

Cumple

44. Que el Consejo de Administración constituya en su seno, además del Comité de Auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una Comisión, o dos comisiones separadas, de Nombramientos y Retribuciones.

Que las reglas de composición y funcionamiento del Comité de Auditoría y de la Comisión o comisiones de Nombramientos y Retribuciones figuren en el Reglamento del Consejo, e incluyan las siguientes:

- a) Que el Consejo designe los miembros de estas Comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada Comisión; delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pleno del Consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;
- b) Que dichas Comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la Comisión.
- c) Que sus Presidentes sean consejeros independientes.
- d) Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.
- e) Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del Consejo.

*Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.3*

Cumple

45. Que la supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo se atribuya a la Comisión de Auditoría, a la Comisión de Nombramientos, o, si existieran de forma separada, a las de Cumplimiento o Gobierno Corporativo.

Cumple

46. Que los miembros del Comité de Auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.

Cumple

47. Que las sociedades cotizadas dispongan de una función de auditoría interna que, bajo la supervisión del Comité de Auditoría, vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno.

Cumple

48. Que el responsable de la función de auditoría interna presente al Comité de Auditoría su plan anual de trabajo; le informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo; y le someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple

49. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

- a) Los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales...) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance;
- b) La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable;
- c) Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse;
- d) Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de balance.

*Ver epígrafes: D*



Cumple

50. Que corresponda al Comité de Auditoría:

1º En relación con los sistemas de información y control interno:

- a) Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.
- b) Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.
- c) Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.
- d) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2º En relación con el auditor externo:

- a) Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación.
- b) Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones.
- c) Asegurar la independencia del auditor externo y, a tal efecto:
  - i) Que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.
  - ii) Que se asegure de que la sociedad y el auditor respetan las normas vigentes sobre prestación de servicios distintos a los de auditoría, los límites a la concentración del negocio del auditor y, en general, las demás normas establecidas para asegurar la independencia de los auditores;
  - iii) Que en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.
- d) En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren.

*Ver epígrafes: B.1.35, B.2.2, B.2.3 y D.3*

Cumple

51. Que el Comité de Auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple

52. Que el Comité de Auditoría informe al Consejo, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los siguientes asuntos señalados en la Recomendación 8:

- a) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente. El Comité debiera asegurarse de que las cuentas intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada del auditor externo.

- b) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.
- c) Las operaciones vinculadas, salvo que esa función de informe previo haya sido atribuida a otra Comisión de las de supervisión y control.

*Ver epígrafes: B.2.2 y B.2.3*

#### Cumple Parcialmente

La Sociedad cumple, excepto lo recogido en el apartado b relativo a las entidades domiciliadas en paraísos fiscales y las operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

A este respecto, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece que la Comisión de Auditoría y Control será informada sobre la creación o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales. Asimismo, corresponde a dicha Comisión velar por que estas operaciones respondan a finalidades apropiadas y la Alta Dirección adopte las medidas oportunas para identificarlas y gestionarlas adecuadamente.

Por otro lado, el referido apartado de esta recomendación incluye un concepto indeterminado (operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del Grupo), cuya incorporación a la normativa interna de la compañía no se ha considerado conveniente, dada la incertidumbre que puede generar en su aplicación.

53. Que el Consejo de Administración procure presentar las cuentas a la Junta General sin reservas ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan, tanto el Presidente del Comité de Auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

*Ver epígrafe: B.1.38*

#### Cumple

54. Que la mayoría de los miembros de la Comisión de Nombramientos -o de Nombramientos y Retribuciones, si fueran una sola- sean consejeros independientes.

*Ver epígrafe: B.2.1*

#### Explique

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones de Repsol YPF ha propuesto al Consejo de Administración el nombramiento de D. Mario Fernández Pelaz como tercer vocal independiente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, con objeto de que la mayoría de los miembros de dicha Comisión ostenten la condición de Consejeros Externos Independientes.

El referido nombramiento será acordado, en su caso, por el Consejo de Administración de la Sociedad previsto para el día de celebración de la Junta General Ordinaria 2011, una vez concluida la misma, a cuya aprobación se va a someter el nombramiento del Sr. Fernández como Consejero de la Sociedad.

55. Que correspondan a la Comisión de Nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

- a) Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.
- b) Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del Presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al Consejo, para que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.
- c) Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al Consejo.
- d) Informar al Consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la Recomendación 14 de este Código.

Ver epígrafe: B.2.3

Cumple Parcialmente

De acuerdo con lo referido anteriormente en la recomendación 8, se considera que la facultad de cesar a los altos directivos de la Sociedad debe estar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad.

56. Que la Comisión de Nombramientos consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la Comisión de Nombramientos que tome en consideración, por si los considerara idóneos, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple

57. Que corresponda a la Comisión de Retribuciones, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) Proponer al Consejo de Administración:

i) La política de retribución de los consejeros y altos directivos;

ii) La retribución individual de los consejeros ejecutivos y las demás condiciones de sus contratos.

iii) Las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

b) Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

Ver epígrafes: B.1.14 y B.2.3

Cumple

58. Que la Comisión de Retribuciones consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple

## G - OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

Si considera que existe algún principio o aspecto relevante relativo a las prácticas de gobierno corporativo aplicado por su sociedad, que no ha sido abordado por el presente Informe, a continuación, mencione y explique su contenido.

1. Nota sobre el apartado A.2.

Debido a que las acciones de la Sociedad están representadas por anotaciones en cuenta, la Sociedad no dispone de información actualizada sobre la identidad de sus accionistas ni los detalles de su participación. Por ello, los datos ofrecidos en este apartado provienen de la información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, Sociedad Anónima Unipersonal (IBERCLEAR) con motivo de la celebración de la Junta General Ordinaria de 30 de abril de 2010, así como de la información remitida por los accionistas a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y a la propia Sociedad.

Por otro lado, se hace notar que, Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 4,8 % del capital social de la Compañía.

## 2. Nota sobre el apartado A.10

En relación con las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social, la Disposición Adicional 11 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, establece que deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

A este respecto, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 y 56 CE, al imponer el mencionado requerimiento de autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía.

## 3. Nota sobre el apartado B.1.11.

Siguiendo la práctica anterior de Repsol YPF, S.A., y para completar la información suministrada en el apartado B.1.11., se detallan en el presente Informe Anual de Gobierno Corporativo las cantidades percibidas por los miembros del Consejo de Administración durante el ejercicio 2010, de forma individualizada y por conceptos retributivos o de otros beneficios y prestaciones.

### a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones devengadas anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo asciende, en los ejercicios 2009 y 2010, a los siguientes importes:

	Euros	
Órgano de Gobierno	2009	2010
Consejo de Administración	172.287	172.287
Comisión Delegada	172.287	172.287
Comisión de Auditoría y Control	86.144	86.144
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	43.072	43.072
Comisión de Nombramientos y Retribución	43.072	43.072

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2010 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,910 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Consejo	C. Deleg	C. Audit	C. Nombra.	C. Estrat.	TOTAL
BRUFAU NIUBÓ, Antonio	172.287	172.287	- - -	344.574		
SUÁREZ DE LEZO MANTILLA, Luis	172.287	172.287	- - -	344.574		
PEMEX INTER. ESPAÑA S.A.	172.287	172.287	- -	43.072	387.646	
DE LAS MORENAS LÓPEZ, Carmelo	172.287	- 86.144	- -	258.431		
REICHSTUL, Henri Philippe	172.287	172.287	- - -	344.574		
BEATO BLANCO, Paulina	172.287	- 86.144	- -	258.431		
ECHENIQUE LANDIRIBAR, Javier	172.287	172.287	86.144	- -	430.718	
CARULLA FONT, Artur	172.287	172.287	- 43.072	- 387.646		
DEL RIVERO ASENSIO, Luis	172.287	172.287	- - -	344.574		
ABELLÓ GALLO, Juan	172.287	- - -	43.072	215.359		
LOUREDA MANTIÑÁN, José Manuel	172.287	- -	43.072	43.072	258.431	
CROISSIER BATISTA, Luis Carlos	172.287	- - -	43.072	215.359		
FAINÉ CASAS, Isidro	172.287	172.287	- - -	344.574		
NIN GÉNOVA, Juan María	172.287	- -	43.072	43.072	258.431	
DURÁNDEZ ADEVA, Ángel	172.287	- 86.144	- -	258.431		
GABARRO MIQUEL, M Isabel	172.287	- -	43.072	43.072	258.431	

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.

- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija percibida en el año 2010 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,269 millones de euros, correspondiendo 2,310 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,959 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo. Dichas remuneraciones coinciden con las percibidas en el ejercicio 2009 por este mismo concepto.

Adicionalmente, la remuneración en especie (viviendas y otros), la variable anual y la variable plurianual, está última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2006-2009, percibidas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,620 millones de euros. Las percepciones recibidas por D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, variable anual y variable plurianual, como partícipe del programa referido anteriormente, han ascendido a 0,666 millones de euros.

Estas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado 'Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia' siguiente.

c) Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2010 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,536 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

Euros	YPF Gas Natura	CLH	Total	
Antonio Brufau	78.981	265.650	344.631	
Luis Suárez de Lezo	77.553	103.500	9.921	190.975

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol YPF.

e) Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia.

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2.010 a 2,784 millones de euros. Corresponden 2,496 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,288 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

f) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2010, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

#### g) Operaciones con los Administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones con accionistas significativos de la sociedad, los Administradores de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

#### h) Relación con los resultados de la Compañía

Las retribuciones percibidas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 6,780 millones de euros, lo cual representa un 0,14% del resultado del periodo.

#### 4. Nota sobre el apartado B.1.12.

A efectos del presente Informe Anual de Gobierno Corporativo, Repsol YPF considera 'altos directivos' a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF, al resto de Directivos con dependencia directa del Presidente Ejecutivo y al Director de Auditoría y Control.

Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información sobre los miembros de la alta dirección incluida en el apartado B.1.12 no incluye al personal directivo con la condición de consejero ejecutivo.

La cantidad de 12,551 millones de euros correspondiente a la remuneración total de la alta dirección incluye las percepciones del personal directivo señalado en el apartado B.1.12.

La remuneración total indicada no es la devengada, sino la percibida.

Esta cantidad no incluye los costes por las aportaciones realizadas a plan de pensiones, seguro de vida, plan de previsión y premio de permanencia, que han ascendido a 2,048 millones de euros; ni los importes abonados al personal Directivo que ha causado baja en concepto de indemnización por extinción de contrato y compensación por el pacto de no concurrencia que ascienden a 7,592 millones de euros.

#### 5. Nota sobre el apartado C.2

Respecto de los compromisos adquiridos mencionados con Sacyr Vallehermoso, S.A. y con Petróleos Mexicanos se corresponde con el volumen de compromisos de compras vigentes al 31 de diciembre de 2010 neto del volumen de compromisos de venta.

Adicionalmente a las operaciones con partes vinculadas mencionadas anteriormente, el Grupo posee al 31 de diciembre de 2010 otras operaciones por 3.044 millones de euros con el grupo 'la Caixa', dentro de las cuales se incluyen inversiones a corto plazo por 739 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 1.183 y el tipo de interés por 711 millones de euros.

#### 6. Código de Buenas Prácticas Tributarias

Repsol YPF se encuentra adherida al Código de Buenas Prácticas Tributarias, promovido por el Foro de Grandes Empresas y la Agencia Tributaria Española, y cumple las disposiciones contenidas en el mismo.

Dentro de este apartado podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz, relacionados con los anteriores apartados del informe, en la medida en que sean relevantes y no reiterativos.

En concreto, indique si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

Definición vinculante de consejero independiente:

Indique si alguno de los consejeros independientes tiene o ha tenido alguna relación con la sociedad, sus accionistas significativos o sus directivos, que de haber sido suficientemente significativa o importante, habría determinado que el consejero no pudiera ser considerado como independiente de conformidad con la definición recogida en el apartado 5 del Código Unificado de buen gobierno:

NO

Fecha y firma:

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha

23/02/2011

Indique si ha habido Consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

NO

**D) CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL YPF, S.A. Y SUS SOCIEDADES DEPENDIENTES CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2009.**



## INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

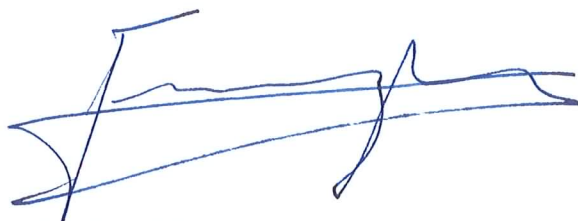
A los Accionistas de  
Repsol YPF, S.A.:

1. Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol YPF) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2009, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado consolidado de ingresos y gastos reconocidos, el estado consolidado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, cuya formulación es responsabilidad de los Administradores de la sociedad dominante. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en España, que requieren el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de su presentación, de los principios contables aplicados y de las estimaciones realizadas. Nuestro trabajo no incluyó el examen de las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural SDG, S.A. y sociedades dependientes, en las que al 31 de diciembre de 2009 el Grupo participaba en un 30,01%, y cuyos activos y resultado neto representan un 23,5% y un 23,4%, respectivamente, de las correspondientes cifras consolidadas del Grupo Repsol YPF a dicha fecha. Las cuentas anuales consolidadas de la mencionada sociedad participada han sido auditadas por otro auditor y nuestra opinión expresada en este informe sobre las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes se basa, en lo relativo a estas sociedades participadas, únicamente en el informe de los otros auditores.
2. De acuerdo con la legislación mercantil, los Administradores de la sociedad dominante presentan, a efectos comparativos, con cada una de las partidas del balance de situación consolidado, de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, del estado consolidado de ingresos y gastos reconocidos, del estado consolidado de cambios en el patrimonio neto, del estado de flujos de efectivo consolidado y de la memoria de las cuentas anuales consolidadas, además de las cifras del ejercicio 2009, las correspondientes al ejercicio anterior, que han sido modificadas de acuerdo a lo establecido en la normativa contable aplicable (véase nota 3). Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2009. Con fecha 27 de febrero de 2009 emitimos nuestro informe de auditoría acerca de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008, en el que expresamos una opinión favorable.
3. En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en el informe de los otros auditores, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2009 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2009 y de los resultados consolidados de sus operaciones, de los cambios en el patrimonio neto consolidado y de sus flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha y contienen la información necesaria y suficiente para su interpretación y comprensión adecuada, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, que guardan uniformidad con las aplicadas en la preparación de las cifras e información correspondientes al ejercicio anterior.

4. El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2009 contiene las explicaciones que los Administradores de la sociedad dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol YPF, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2009. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.

Inscrita en el R.O.A.C. N° S0692



Jorge Izquierdo Mazón  
25 de febrero de 2010

**CUENTAS ANUALES DE REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES  
PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL  
YPF (GRUPO CONSOLIDADO)  
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2009**

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2009 y al 31 de diciembre de 2008**

<b>ACTIVO</b>	Nota	Millones de euros	
		<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008<sup>(*)</sup></b>
Inmovilizado Intangible:		6.818	4.283
a) Fondo de Comercio	6	4.733	3.055
b) Otro inmovilizado intangible	7	2.085	1.228
Inmovilizado material	8	31.900	26.094
Inversiones inmobiliarias	9	35	31
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	11	531	525
Activos financieros no corrientes	13	1.732	2.465
Activos por impuesto diferido	25	2.021	1.530
Otros activos no corrientes		273	276
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		<b>43.310</b>	<b>35.204</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	12	746	163
Existencias	14	4.233	3.641
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		6.773	6.636
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	13	4.644	4.228
b) Otros deudores	13	1.909	2.164
c) Activos por impuesto corriente		220	244
Otros activos financieros corrientes	13	713	498
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	13	2.308	2.922
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		<b>14.773</b>	<b>13.860</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>58.083</b>	<b>49.064</b>

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos Balances de Situación consolidados.

(\*) Para facilitar la comparación con el ejercicio 2009, los datos correspondientes a 2008 incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los incluidos en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (ver nota 3).

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2009 y al 31 de diciembre de 2008**

<b>PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>	Nota	Millones de euros	
		<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008 (*)</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Capital		1.221	1.221
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		247	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias		-	(241)
Resultados de ejercicios anteriores		12.619	11.427
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		1.559	2.555
Dividendo a cuenta		(519)	(634)
<b>FONDOS PROPIOS</b>	<b>15</b>	<b>21.555</b>	<b>21.003</b>
Activos financieros disponibles para la venta		2	(7)
Operaciones de cobertura		(120)	(150)
Diferencias de conversión		(1.486)	(1.012)
<b>AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR</b>	<b>15</b>	<b>(1.604)</b>	<b>(1.169)</b>
<b>PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE</b>	<b>15</b>	<b>19.951</b>	<b>19.834</b>
<b>INTERESES MINORITARIOS</b>	<b>15</b>	<b>1.440</b>	<b>1.170</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>		<b>21.391</b>	<b>21.004</b>
Subvenciones	22	124	108
Provisiones no corrientes	20-21	3.097	2.718
Pasivos financieros no corrientes:	17	15.411	10.432
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		15.268	10.118
b) Otros pasivos financieros		143	314
Pasivos por impuesto diferido	25	3.395	2.559
Otros pasivos no corrientes	22-23	2.672	1.451
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		<b>24.699</b>	<b>17.268</b>
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	12	185	12
Provisiones corrientes	20-21	282	439
Pasivos financieros corrientes:	17	3.499	1.853
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		3.433	1.807
b) Otros pasivos financieros		66	46
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		8.027	8.488
a) Proveedores	24	3.491	3.174
b) Otros acreedores	24	4.127	5.024
c) Pasivos por impuesto corriente	24	409	290
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		<b>11.993</b>	<b>10.792</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>		<b>58.083</b>	<b>49.064</b>

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos Balances de Situación consolidados.

(\*) Para facilitar la comparación con el ejercicio 2009, los datos correspondientes a 2008 incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los incluidos en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (ver nota 3).

**Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008**

	<b>Millones de euros</b>	
	<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008<sup>(*)</sup></b>
Nota	<b>Importe</b>	<b>Importe</b>
Ventas	45.827	58.475
Ingresos prestación servicios y otros ingresos	1.450	1.893
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	94	(274)
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado	371	183
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	22	16
Otros ingresos de explotación	1.274	1.416
<b>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>27</b>	<b>49.032</b>
Aprovisionamientos	(31.433)	(41.395)
Gastos de personal	(2.087)	(2.023)
Otros gastos de explotación	(8.503)	(10.023)
Amortización del inmovilizado	(3.620)	(3.115)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado	(145)	(135)
<b>GASTOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>27</b>	<b>(45.788)</b>
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>		<b>3.244</b>
Ingresos Financieros	173	230
Gastos financieros	(1.012)	(805)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros	192	(22)
Diferencias de cambio	148	53
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	31	-
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>28</b>	<b>(468)</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS</b>		<b>2.776</b>
Impuesto sobre Beneficios	25	(1.861)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	11	66
<b>Resultado procedente de operaciones continuadas</b>		<b>1.732</b>
<b>Resultado procedente de operaciones interrumpidas</b>		<b>12</b>
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>		<b>1.744</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios		(185)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>		<b>1.559</b>

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estas Cuentas de Pérdidas y Ganancias consolidadas.

(\*) Para facilitar la comparación con el ejercicio 2009, los datos correspondientes a 2008 incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los incluidos en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (ver nota 3).

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Estados de Ingresos y Gastos Reconocidos consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre 2009 y 2008**

	Millones de euros	
	<u>31/12/2009</u>	<u>31/12/2008 (*)</u>
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (de la Cuenta de pérdidas y ganancias)</b>	<b>1.744</b>	<b>2.681</b>
<b>INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:</b>		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	51	(75)
Por coberturas de flujos de efectivo	(12)	(147)
Diferencias de conversión	(427)	323
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	14	-
Entidades valoradas por el método de la participación	4	-
Efecto impositivo	(157)	204
<b>TOTAL</b>	<b>(527)</b>	<b>305</b>
<b>TRANSFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:</b>		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(30)	(1)
Por coberturas de flujos de efectivo	44	9
Diferencias de conversión	(1)	8
Efecto impositivo	(7)	(4)
<b>TOTAL</b>	<b>6</b>	<b>12</b>
<b>TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS</b>	<b>1.223</b>	<b>2.998</b>
a) Atribuidos a la entidad dominante	1.032	2.812
b) Atribuidos a intereses minoritarios	191	186

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos Estados de Ingresos y Gastos Reconocidos consolidados.

(\*) Para facilitar la comparación con el ejercicio 2009, los datos correspondientes a 2008 incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los incluidos en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (ver nota 3).

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**

**Estados de cambios en el patrimonio neto consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008**

En millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios					Total Patrimonio Neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Ajustes por cambios de valor			
<b>Saldo final al 31/12/2007</b>	<b>1.221</b>	<b>15.524</b>	<b>4</b>	<b>3.188</b>	<b>(1.426)</b>	<b>18.511</b>	<b>651</b>	<b>19.162</b>
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo inicial ajustado</b>	<b>1.221</b>	<b>15.524</b>	<b>4</b>	<b>3.188</b>	<b>(1.426)</b>	<b>18.511</b>	<b>651</b>	<b>19.162</b>
<b>Total Ingresos / (gastos) reconocidos (*)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.555</b>	<b>257</b>	<b>2.812</b>	<b>186</b>	<b>2.998</b>
<b>Operaciones con socios o propietarios</b>								
Distribución de dividendos	-	(1.242)	-	-	-	(1.242)	(391)	(1.633)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	-	(245)	-	-	(245)	-	(245)
Incrementos / (Reducciones) por combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Otras variaciones de patrimonio neto</b>								
Pagos basados en instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	3.188	-	(3.188)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(2)	-	-	-	(2)	724	722
<b>Saldo final al 31/12/2008 (*)</b>	<b>1.221</b>	<b>17.468</b>	<b>(241)</b>	<b>2.555</b>	<b>(1.169)</b>	<b>19.834</b>	<b>1.170</b>	<b>21.004</b>
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo inicial ajustado</b>	<b>1.221</b>	<b>17.468</b>	<b>(241)</b>	<b>2.555</b>	<b>(1.169)</b>	<b>19.834</b>	<b>1.170</b>	<b>21.004</b>
<b>Total Ingresos / (gastos) reconocidos</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>1.559</b>	<b>(535)</b>	<b>1.032</b>	<b>191</b>	<b>1.223</b>
<b>Operaciones con socios o propietarios</b>								
Distribución de dividendos	-	(1.153)	-	-	-	(1.153)	(208)	(1.361)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(11)	241	-	-	230	-	230
Incrementos / (Reducciones) por combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	286	286
<b>Otras variaciones de patrimonio neto</b>								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	2.455	-	(2.555)	100	-	-	-
Otras variaciones	-	8	-	-	-	8	1	9
<b>Saldo final al 31/12/2009</b>	<b>1.221</b>	<b>18.775</b>	<b>-</b>	<b>1.559</b>	<b>(1.604)</b>	<b>19.951</b>	<b>1.440</b>	<b>21.391</b>

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos Estados de Cambios en el Patrimonio Neto consolidados.

(\*) Para facilitar la comparación con el ejercicio 2009, los datos correspondientes a 2008 incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los incluidos en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (ver nota 3).



**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios terminados**  
**al 31 de diciembre de 2009 y 2008**

En millones de euros

	Notas	31/12/2009	31/12/2008 (*)
<b>Resultado antes de impuestos y participadas</b>		<b>2.776</b>	<b>4.476</b>
<b>Ajustes de resultado</b>		<b>3.973</b>	<b>3.645</b>
Amortización del inmovilizado		3.620	3.115
Otros ajustes del resultado (netos)		353	530
<b>Cambios en el capital corriente</b>		<b>(590)</b>	<b>1.266</b>
<b>Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:</b>		<b>(1.394)</b>	<b>(2.648)</b>
Cobros de dividendos		86	110
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.168)	(2.399)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(312)	(359)
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación</b>		<b>4.765</b>	<b>6.739</b>
<b>Pagos por inversiones:</b>	<b>6-9 y 30</b>	<b>(9.003)</b>	<b>(5.597)</b>
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		(4.463)	(99)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(4.348)	(4.925)
Otros activos financieros		(192)	(573)
<b>Cobros por desinversiones:</b>	<b>31</b>	<b>1.093</b>	<b>1.045</b>
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		413	920
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		373	102
Otros activos financieros		307	23
<b>Otros flujos de efectivo</b>		<b>56</b>	<b>(128)</b>
<b>Flujos de Efectivo de las actividades de inversión</b>		<b>(7.854)</b>	<b>(4.680)</b>
<b>Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:</b>	<b>15</b>	<b>230</b>	<b>(245)</b>
Adquisición		-	(245)
Enajenación		230	-
<b>Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero</b>	<b>17</b>	<b>4.665</b>	<b>413</b>
Emisión		10.618	3.465
Devolución y amortización		(5.953)	(3.052)
<b>Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio</b>	<b>15</b>	<b>(1.935)</b>	<b>(1.608)</b>
<b>Otros flujos de efectivo de actividades de financiación</b>		<b>(455)</b>	<b>(316)</b>
Pagos de intereses		(776)	(632)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		321	316
<b>Flujos de Efectivo de las actividades de financiación</b>		<b>2.505</b>	<b>(1.756)</b>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		(30)	34
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		(614)	337
<b>Efectivo y equivalentes al inicio del periodo</b>	<b>13</b>	<b>2.922</b>	<b>2.585</b>
<b>Efectivo y equivalentes al final del periodo</b>	<b>13</b>	<b>2.308</b>	<b>2.922</b>
<b>COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>		<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008</b>
(+) Caja y bancos		1.079	1.330
(+) Otros activos financieros		1.229	1.592
<b>TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO</b>		<b>2.308</b>	<b>2.922</b>

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos Estados de Flujos de Efectivo

(\*) Para facilitar la comparación con el ejercicio 2009, los datos correspondientes a 2008 incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los incluidos en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (ver nota 3).

# REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL YPF

## MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2009

### INDICE

(1)	INFORMACIÓN GENERAL.....	11
(2)	MARCO REGULATORIO .....	12
(3)	BASES DE PRESENTACIÓN .....	22
(4)	POLÍTICAS CONTABLES.....	27
4.1)	Clasificación de los activos y pasivos entre corrientes y no corrientes .....	27
4.2)	Compensación de saldos y transacciones.....	27
4.3)	Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera.....	28
4.4)	Fondo de comercio.....	28
4.5)	Otro inmovilizado intangible .....	28
4.6)	Inmovilizado material .....	30
4.7)	Inversiones inmobiliarias .....	34
4.8)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas .....	34
4.9)	Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio .....	35
4.10)	Activos financieros corrientes y no corrientes .....	36
4.11)	Existencias .....	37
4.12)	Efectivo y otros activos líquidos equivalentes .....	38
4.13)	Beneficio por acción .....	38
4.14)	Pasivos financieros.....	38
4.15)	Provisiones.....	38
4.16)	Pensiones y obligaciones similares .....	39
4.17)	Subvenciones .....	40
4.18)	Ingresos diferidos .....	40
4.19)	Arrendamientos.....	40
4.20)	Impuesto sobre beneficios.....	41
4.21)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	42
4.22)	Operaciones con derivados financieros.....	43
4.23)	Metodología para la estimación del valor recuperable.....	45

4.24)	Nuevos estándares emitidos .....	46
(5)	<b>ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES</b> .....	47
(6)	<b>FONDO DE COMERCIO</b> .....	48
(7)	<b>OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE</b> .....	50
(8)	<b>INMOVILIZADO MATERIAL</b> .....	52
(9)	<b>INVERSIONES INMOBILIARIAS</b> .....	53
(10)	<b>PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS</b> .....	54
(11)	<b>INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN</b> .....	54
(12)	<b>ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS</b> .....	56
(13)	<b>ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES</b> .....	58
(14)	<b>EXISTENCIAS</b> .....	63
(15)	<b>PATRIMONIO NETO</b> .....	64
(16)	<b>DIVIDENDOS</b> .....	68
(17)	<b>PASIVOS FINANCIEROS</b> .....	69
(18)	<b>GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL</b> .....	74
18.1)	<b>Gestión de riesgos financieros</b> .....	74
18.2)	<b>Gestión del capital</b> .....	79
(19)	<b>OPERACIONES CON DERIVADOS</b> .....	80
19.1)	<b>Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos</b> .....	81
19.2)	<b>Coberturas de Flujo de Efectivo</b> .....	85
19.3)	<b>Coberturas de Inversión Neta</b> .....	88
19.4)	<b>Otras operaciones con derivados</b> .....	90
(20)	<b>PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES</b> .....	94
(21)	<b>PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL</b> .....	95
(22)	<b>SUBVENCIONES Y OTROS PASIVOS NO CORRIENTES</b> .....	101
(23)	<b>DEUDAS POR ARRENDAMIENTO FINANCIERO</b> .....	101
(24)	<b>ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR</b> .....	102
(25)	<b>SITUACIÓN FISCAL</b> .....	103
(26)	<b>NEGOCIOS CONJUNTOS</b> .....	107
(27)	<b>INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN</b> .....	108
(28)	<b>INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS</b> .....	109
(29)	<b>INFORMACIÓN POR SEGMENTOS</b> .....	109
(30)	<b>COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN</b> .....	112
(31)	<b>DESINVERSIONES</b> .....	116

(32)	<b>INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS .....</b>	<b>119</b>
(33)	<b>INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO.....</b>	<b>121</b>
(34)	<b>PLANTILLA .....</b>	<b>126</b>
(35)	<b>PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS.....</b>	<b>126</b>
(36)	<b>INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE.....</b>	<b>141</b>
36.1)	Activos Ambientales .....	141
36.2)	Provisiones Ambientales.....	142
36.3)	Gastos Ambientales.....	142
36.4)	Actuaciones futuras.....	143
36.5)	Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	145
(37)	<b>REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES.....</b>	<b>146</b>
(38)	<b>HECHOS POSTERIORES .....</b>	<b>146</b>

## (1) **INFORMACIÓN GENERAL**

Repsol YPF, S.A. y las sociedades que componen el Grupo Repsol YPF (en adelante “Repsol YPF”, “Grupo Repsol YPF” o “Grupo”) configuran un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987. Las sociedades que configuran el Grupo se detallan en el Anexo I.

El Grupo Repsol realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Las actividades del Grupo se desarrollan en diversos países, principalmente, en España y Argentina.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra las presentes Cuentas anuales es Repsol YPF, S.A.

Repsol YPF, S.A. figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 3893, folio 175, hoja número M-65289, inscripción 63<sup>a</sup>. Está provista de C.I.F. n° A-78/374725 y C.N.A.E. número 742.

El domicilio social se encuentra en Madrid en el Paseo de la Castellana, 278, donde se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es 900.100.100.

Repsol YPF S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas aprobado por el Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre de 1989, y a la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas en su totalidad a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia), de Nueva York (New York Stock Exchange) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires).

Estas cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2009, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. en su reunión de fecha 24 de febrero de 2010, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2008 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 14 de mayo de 2009.

## (2) MARCO REGULATORIO

Las actividades de Repsol YPF S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

### **España**

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, modificada por distintas disposiciones, entre ellas la Ley 12/2007, de 7 de julio, y desarrollada por numerosos reales decretos y órdenes ministeriales. Dicha norma establece la distribución de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

La Comisión Nacional de Energía es un organismo público, adscrito al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que realiza las funciones de regulador sectorial, velando por la competencia efectiva, objetividad y transparencia de los mercados eléctricos y de hidrocarburos líquidos y gaseosos en beneficio de todos los participantes en dicho mercado, incluido los consumidores.

El Real Decreto Ley 4/2006 aumentó las funciones de la Comisión Nacional de Energía, siendo necesaria la obtención de autorización administrativa previa en relación con determinadas adquisiciones o inversiones en compañías que realizan actividades reguladas o actividades, que si bien no están reguladas en sentido estricto están sujetas a control por parte de las autoridades administrativas. Sin embargo, el 28 de julio de 2008, el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas declaró que la obtención de la autorización administrativa antes citada (respecto de adquisiciones realizadas por parte de Compañías comunitarias) es contraria a los artículos 43 y 56 de la CE.

El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, contiene disposiciones relativas a los mercados energéticos. Entre ellas, son importantes las definiciones de “operador principal” (aquél que tenga una de las 5 mayores cuotas del mercado o sector en cuestión) y de “operador dominante” (la empresa o grupo empresarial que tenga una cuota de mercado superior al 10 por ciento en los mercados energéticos respectivos en que opere, a saber, sectores de generación y suministro de energía eléctrica; producción y suministro de carburantes; producción y suministro de GLP; producción y suministro de gas natural).

La definición de operador principal es importante ya que impone limitaciones en el ejercicio de derechos de voto y de nombramiento de miembros de los órganos de administración, a las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital o en los derechos de voto de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en los sectores antes referidos.

En relación con los “operadores dominantes”, la Ley, hasta la fecha, no ha establecido limitaciones en relación con la industria del petróleo. Ser definido como “operador dominante” sólo implica algunas limitaciones y ciertas responsabilidades adicionales en el sector eléctrico.

El Real Decreto Ley 6/2009 derogó definitivamente la disposición adicional vigésimo séptima de la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), por la que se sometía a notificación previa a la Administración las tomas de participación por entidades públicas, o entidades de cualquier naturaleza participadas

mayoritariamente o controladas por entidades públicas de, al menos, un 3% del capital social de sociedades energéticas, (“*golden share* energética”), norma que había sido cuestionada por la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidades Europeas (TJCE) de 14 de febrero de 2008.

#### *Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo*

En España, tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española. También algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas.

La construcción y operación de refinerías, y de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos son actividades sujetas a autorización, cuyo otorgamiento requiere el cumplimiento de requisitos técnicos, financieros, medioambientales y de seguridad.

Se permite el acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos, como, por ejemplo, a las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH), mediante un procedimiento negociado en condiciones no discriminatorias y objetivas. No obstante, el Gobierno Español podrá establecer peajes de acceso a territorios insulares y para aquellas zonas del territorio nacional donde no existan infraestructuras alternativas o éstas se consideren insuficientes. A fecha del presente informe anual, el Gobierno Español no ha ejercido dicha discreción.

De conformidad con el Real Decreto 6/2000 ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25 por ciento del capital social de CLH. Esta misma norma establece que la suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no podrá exceder del 45 por ciento.

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de peso inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado.

Mediante Orden ITC/1858/2008 de 26 de junio se ha actualizado el sistema de determinación trimestral de precios máximos de venta, antes de impuestos, del GLP envasado, y que afecta a los envases de carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos del GLP como carburante. El Gobierno español, mediante Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, ha modificado la fórmula de determinación automática del precio máximo señalado por la Orden ITC/1858/2008 de 26 de junio, para proteger el interés de los consumidores ante la volatilidad de las cotizaciones internacionales.

La comercialización al por menor de GLP envasado puede ser realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

#### *Gas Natural*

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de hidrocarburos y que incorpora al derecho español la Directiva del Parlamento Europeo 2003/55 incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente

liberalizado del que se pueda derivar una mayor competencia, reducción de precios y mejora en la calidad del servicio al consumidor.

Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas. La propia Directiva incluye la figura del suministrador de último recurso, que tendrá la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo (“tarifa de último recurso”) que será fijado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. La Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, regula la tarifa del suministro de último recurso de gas natural y determina su cálculo.

Las actividades de los diferentes sujetos que intervienen en el sistema gasista son objeto de una redefinición, estableciéndose una separación legal y funcional entre las denominadas “actividades de red” (transporte, distribución, regasificación o almacenamiento), de una parte, de las actividades de producción y suministro, de otra. Adicionalmente, la nueva Ley elimina la posible competencia entre los distribuidores y los comercializadores en el sector del suministro con la desaparición del sistema de tarifas y la creación de la tarifa de último recurso.

La regasificación, el almacenamiento básico, el transporte y la distribución tienen el carácter de actividades reguladas. Las sociedades que desarrollen alguna o algunas de estas actividades no podrán desarrollar actividades de comercialización. El Real Decreto 949/2001 estableció los principios y criterios para la retribución de las actividades reguladas.

La actividad de comercialización se desarrolla en régimen de libre competencia. Las sociedades que desarrollen actividades de comercialización de gas natural no podrán tener otro objeto en el sector del gas ni desarrollar actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte o distribución.

Desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores, cualquiera que sea su nivel de consumo tienen la consideración de consumidores cualificados y pueden escoger entre suministrarse de gas natural por los distribuidores en el mercado regulado o suministrarse por los comercializadores en el mercado liberalizado.

Requiere autorización administrativa previa, la construcción, explotación, modificación, y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte.

El gestor técnico del sistema es el responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario y garantiza la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. ENAGAS S.A. es el gestor técnico del sistema. De conformidad con la Ley 62/2003 ninguna sociedad puede poseer, directa o indirectamente, más del 5 por ciento del capital social de ENAGAS S.A.

Desde el 1 de enero del 2003 ninguna sociedad o grupo de sociedades que actúe en el sector de gas natural pueden conjuntamente suministrar gas natural para su consumo en España en cantidad que exceda el 70 por ciento del consumo doméstico. El Gobierno está autorizado para modificar este porcentaje sobre la base de cambios en el sector o en la estructura de negocios del sector.

#### *Existencias mínimas de seguridad*

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de



seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES). Dicho Real Decreto incrementa el número de días de existencias mínimas de seguridad que pasa de 90 a 92 días obligatorios a partir del 1 de enero de 2010.

El órgano competente de la Administración designado para la inspección y control de las existencias mínimas de seguridad y la diversificación es la CORES.

## **Argentina**

### *Exploración y Producción*

La industria del petróleo y el gas en Argentina está regulada por la Ley N° 17.319 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”). El Poder Ejecutivo Argentino a través de la Secretaría de Energía dicta las normas complementarias de dicha ley. El marco regulatorio de esta ley fue establecido bajo la premisa de que las reservas de hidrocarburos eran propiedad de la Nación, y que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, el antecesor de YPF, S.A., era el responsable de la explotación de los mismos, operando en un marco distinto al de las compañías privadas.

En 1992 la Ley N° 24.145 (en adelante “Ley de Privatización de YPF”) reguló la privatización de YPF e inició un proceso de transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren. La citada Ley de Privatización de YPF estableció que los permisos de exploración y las concesiones de explotación vigentes al momento del dictado de dicha ley se transferirían al vencimiento de los plazos legales y/o contractuales correspondientes.

La Ley de Privatización de YPF otorgó a YPF 24 permisos de exploración y 50 concesiones de explotación. La Ley de Hidrocarburos limita el número y la superficie total de los permisos de exploración o concesiones de explotación que puede detentar una entidad.

En octubre de 2004, la Ley No. 25.943 creó la empresa estatal Energía Argentina Sociedad Anónima (“ENARSA”). El objeto social de ENARSA es llevar a cabo el estudio, la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de estos productos y sus derivados, así como el transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Esta ley otorgó a ENARSA todas las concesiones de explotación con respecto a las áreas offshore ubicadas más allá de las 12 millas náuticas desde la línea de la costa hasta el límite exterior de la plataforma continental que estaban vacantes al momento de entrada en vigencia de esta ley en noviembre de 2004.

De acuerdo al actual sistema legal (nuevo artículo 124 de la Constitución Nacional, Decreto N° 546/2003, ley N° 26.197) la regulación de fondo en materia hidrocarburífera (tanto legislativa como reglamentaria) constituye una competencia del Gobierno Nacional, mientras que la aplicación de la Ley de Hidrocarburos y su normativa complementaria corresponderá a las provincias o a la Nación dependiendo del lugar de ubicación de los yacimientos.

En octubre de 2006 mediante la Ley N° 26.154 se creó un régimen de incentivos dirigidos a aumentar la exploración y explotación de hidrocarburos y que se aplica a todos los nuevos permisos de exploración otorgados con respecto a las zonas

offshore. Para acceder a los numerosos beneficios otorgados por este régimen, los sujetos interesados deberán asociarse obligatoriamente con ENARSA.

En noviembre de 2008, mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 2014/2008, se creó el programa “Petróleo Plus” destinado a aumentar la producción y reservas a través de inversiones nuevas en exploración y explotación. Para este fin, establece para aquellas empresas productoras que aumenten su producción y reservas dentro de lo previsto en el programa, un régimen de incentivos fiscales.

#### *Gas Natural*

En junio de 1992 se promulgó la Ley 24.076, estableciendo el marco regulatorio de la actividad de transporte y distribución de gas natural. Asimismo se estableció que las actividades de transporte y distribución de gas natural constituyen un servicio público nacional.

El marco regulatorio aplicable al transporte y distribución de gas establece un sistema de acceso abierto (“open access”), bajo el cual productores como YPF, tienen acceso abierto a la capacidad de transporte disponible en los sistemas de transporte y distribución sobre bases de no-discriminación.

La exportación de gas natural requiere la previa aprobación de la Secretaría de Energía.

#### *Refino*

Las actividades de refino de petróleo crudo están sujetas a autorizaciones por parte del gobierno Argentino y al cumplimiento de regulaciones de seguridad y medio ambiente nacionales, provinciales y municipales. Asimismo, resulta necesaria la inscripción en el registro de empresas petroleras, mantenido por la Secretaría de Energía.

Por Decreto 2014/2008 se crea el programa “Refinación Plus” destinado a fomentar la producciones de combustibles diesel y gasolina y por el cual las empresas refineras que emprendan la construcción de una nueva refinería o la ampliación de la capacidad de refino y/o conversión de refinerías existentes tendrán derecho a recibir créditos de derechos de exportación.

#### *Regulación del Mercado*

La Ley de Hidrocarburos autoriza al poder ejecutivo nacional a regular los mercados argentinos de petróleo y gas y prohíbe la exportación de crudo durante un período en el cual el poder ejecutivo estime que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna.

A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado con la intención de asegurar el adecuado abastecimiento de gas natural al mercado local. Dicho Programa fue sustituido por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el “Programa”) aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaria de Energía. Adicionalmente, la Resolución SE N° 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal resolución deben adquirir el gas natural directamente de los

productores) podrían también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución. Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino (“Requerimientos de Inyección Adicional”). Dichos volúmenes adicionales no se encuentran contratados por YPF y la fuerzan a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado limitaciones a las exportaciones de gas natural (conjuntamente con el Programa y con la Inyección Adicional Permanente, denominadas las “Restricciones”).

Mediante distintas normas, la Subsecretaría de Combustibles reestableció un mecanismo de registro de exportaciones de hidrocarburos y sus derivados y se impusieron obligaciones de abastecimiento al mercado local, incluyendo la obligación de importar productos en compensación por exportaciones, cuando ello fuera necesario para atender la demanda interna. Con fecha 11 de octubre de 2006, también la Secretaría de Comercio Interior, requirió a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gasoil en todo el territorio argentino atendiendo al crecimiento del mercado.

La Resolución 394/07 de 16 de noviembre ha incrementado los impuestos a la exportación de crudo y productos derivados en Argentina. El nuevo régimen establece que en los casos en los que el precio de exportación se sitúe por encima del precio de referencia, que ha sido fijado en 60,9 dólares por barril, el productor tiene derecho a ingresar 42 dólares por barril y el resto hasta el precio de referencia será retenido por el gobierno argentino como impuestos a la exportación. En el caso en que el precio de las exportaciones se sitúe por debajo del precio internacional de referencia fijado, pero por encima de 45 dólares por barril, se aplicará un 45% de retención. En el caso de que el precio de la exportación estuviese por debajo de 45 dólares por barril, el porcentaje de retención se fijará en el plazo de 90 días. Este mismo procedimiento se aplicará a las exportaciones de otros productos petrolíferos y lubricantes utilizando distintos precios de referencia, porcentajes de retención y precios permitidos para los productores según los casos.

El 14 de junio de 2007 la Resolución N° 599/07 de la Secretaría de Energía aprobó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación con el suministro de gas natural al mercado doméstico durante el periodo 2007 a 2011 (“Acuerdo 2007-2011”). YPF firmó el acuerdo.

En octubre de 2008 la Resolución N° 1070/08 de la Secretaría de Energía ratificó el “Acuerdo Complementario con Productores de gas natural” cuyo plazo de vigencia se extiende hasta el 31 de diciembre de 2009. YPF firmó el Acuerdo cuyo objetivo es: (i) la reestructuración de precios de gas natural en boca de pozo; (ii) la segmentación de la demanda residencial y (iii) el establecimiento del aporte del sector de productores de gas natural al Fondo Fiduciario creado por la Ley 26.020 con el fin de promover que el precio de las bombonas de GLP para uso domiciliario de diez, doce y quince kilogramos se oferten a un precio diferencial menor para aquellos consumidores residenciales de GLP de bajos recursos.

En julio de 2009 Gobierno y productores de gas natural firmaron un acuerdo por el que se fijan los precios del gas natural en boca de pozo y se fija un incremento en el precio a partir de agosto 2009 a percibir por los Productores por sus ventas al

segmento residencial.

Mediante Resolución No. SE 24/2008, modificada por la Resolución SE 1031/2008, se crea el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus". El gas natural producido bajo este programa Gas Plus para incentivar la producción de gas natural resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, "tight gas", etcétera. El gas natural producido bajo este programa Gas Plus no será considerado como parte de los Volúmenes del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 y, por tanto, su valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio previstas en el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011.

#### *Gas Licuado de Petróleo (GLP)*

La Ley N° 26.020 establece el marco regulatorio básico para la industria y comercialización del GLP. Mediante distintas resoluciones la autoridad estableció los volúmenes y precios de venta del GLP. En octubre de 2008 la Secretaría de Energía ratificó el Acuerdo de Estabilidad del precio del GLP en el mercado local, cuya vigencia ha sido prorrogada en octubre de 2009 hasta finales de 2010.

#### **Venezuela**

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula el proceso de migración de los antiguos convenios operativos a empresas mixtas. El 20 de junio de 2006 el Ministerio de Energía y Petróleo aprobó la constitución de la empresa mixta de petróleo Petroquiriquire, S.A., con una participación de Repsol del 40% y de PDVSA del 60%. En la misma fecha, se aprobó el otorgamiento directo de la Licencia de Explotación de Gas Natural no Asociado a la sociedad mercantil Quiriquire Gas, S.A., con una participación del 60% de Repsol y del 40% de PDVSA. En Marzo de 2007 se otorgó la licencia de gas.

El 2 de septiembre de 2009, la Asamblea Nacional aprobó que Petroquiriquire, S.A. desarrolle actividades de exploración y explotación en Barúa-Motatán como parte de su objeto social como empresa mixta. Este derecho ha sido finalmente transferido por el Ejecutivo Nacional mediante el Decreto Presidencial N° 7.121, publicado el 15 de diciembre de 2009. Se espera culminar el proceso de incorporación de Barúa-Motatán en el primer trimestre de 2010 (ver nota 38).

#### **Bolivia**

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley N° 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante "Ley de Hidrocarburos").

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28.701 ("Decreto de Nacionalización") que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A., hoy denominada YPFB Andina S.A. (YPFB Andina).

Como consecuencia de lo anterior, Repsol suscribió con YPFB un Contrato de Compraventa de Acciones, así como el correspondiente Acuerdo de Accionistas, en

virtud del cual se efectuó la transferencia a favor de YPFB del 1,08% del Capital Social de YPFB Andina.

Este Acuerdo de Accionistas establece entre otras disposiciones: (a) un periodo de operación conjunta de YPFB Andina, por un plazo de dos años, en el cual Repsol tiene el derecho de designar a algunos miembros del personal ejecutivo para determinadas áreas; (b) derecho de adquisición preferente de las partes en la venta de acciones; (c) el Acuerdo dispone ciertas “Resoluciones Consensuadas” a ser tomadas en los Directorios y Juntas entre Repsol y YPFB.

### *Contratos de Operación*

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol YPF E&P Bolivia S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

Posteriormente, en abril de 2008 se emitieron normas que (i) establecieron las condiciones y parámetros para el reconocimiento, aprobación y publicación por parte de YPFB de los Costos Recuperables en el marco de los Contratos de Operación (Decreto Supremo No. 29504) y (ii) que adecuaron la normativa relativa a la liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación, al marco establecido en los Contratos de Operación (Decreto Supremo No. 29528). Por otra parte, en cumplimiento a lo estipulado en los Contratos de Operación, el 8 de mayo de 2009, Repsol YPF E&P Bolivia S.A. suscribió con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural e Hidrocarburos Líquidos para las distintas áreas en las que opera; estos acuerdos establecen los términos y condiciones que rigen la entrega de Gas Natural e Hidrocarburos Líquidos a YPFB. Asimismo, en la misma fecha, Repsol YPF E&P Bolivia S.A. suscribió con YPFB los Procedimientos de Pago, los cuales establecen el mecanismo y forma de pago de la Retribución del Titular estipulada en el Contrato de Operación.

Por otra parte, con relación a estos Contratos, en fecha 14 de octubre de 2009, se emitió el Decreto Supremo No. 0329 del 14 de octubre de 2009, por el cual se aprueba el Reglamento de Licitaciones para Operaciones Petroleras en el marco de los Contratos de Operación. Este Reglamento, tiene por objeto regular los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los Contratos de Operación.

A la fecha de elaboración de estas cuentas anuales se mantienen algunos aspectos pendientes de resolución relacionados con los Contratos de Operación así como el cumplimiento de obligaciones anteriores a los mismos que aún no han sido reglamentados. Entre dichos aspectos pendientes destacan el proceso de liquidación y conciliación de cuentas con YPFB así como la formalización del medio de pago del IVA de la Retribución del Titular el cual, en diciembre de 2008, fue reconocido y pagado por YPFB mediante Notas de Crédito Fiscal (títulos valores negociables).

### *Nueva Constitución Política del Estado*

En fecha 7 de febrero de 2009, se promulgó la Nueva Constitución de Bolivia, en la cual entre otros aspectos relativos al sector de hidrocarburos, establece que:

(i) Los hidrocarburos, son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano, (ii) por ser propiedad del pueblo boliviano, no se podrá inscribir la

propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni se podrán utilizar en operaciones financieras de titularización o garantía, (iii) el Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización (iv) la totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos será del Estado (v) el Estado definirá la política de hidrocarburos y promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo, garantizará la soberanía energética (vi) YPFB es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización (vii) YPFB no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma o modalidad, tácita o expresamente, directa o indirectamente, autorizando a YPFB a suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, a su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios (viii) YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarburíferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

Repsol entiende que, con anterioridad a su incorporación a la nueva Constitución, la mayoría de estas disposiciones estaban plenamente vigentes a través de la Ley de Hidrocarburos 3058 y el Decreto de Nacionalización N° 28701. Con relación a los Contratos de Operación, si bien podrían enmarcarse en la disposición constitucional, deberá esperarse al tratamiento que reciban en una ley especial, por ejemplo una nueva ley de hidrocarburos o también una ley que podría ratificar los contratos de operación mediante ley específica.

El desarrollo normativo de la nueva Constitución a nuestro entender requerirá la aprobación de una serie de leyes y reglamentos.

#### *Otras disposiciones*

En fecha 22 de mayo de 2009, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía emitió la Resolución Ministerial No. 101/2009, que aprueba el cronograma de readecuación de planes de producción y transporte de YPFB. Según el Cronograma establecido en esta Resolución, la presentación de los planes de desarrollo y transporte se realizó en fecha 29 de noviembre de 2009.

Finalmente, mediante la Resolución Ministerial No. 291/2009 del 29 de octubre de 2009, se modifica la prioridad de la asignación de los volúmenes de hidrocarburos a los mercados, estableciendo el siguiente orden de prelación: Gas Natural: (1) Mercado Interno (2) Mercado de Exportación comprometido al Brasil para el Contrato suscrito con YPFB y Petrobrás (3) Mercado de Exportación comprometido a la Argentina para el Contrato suscrito entre YPFB y Enarsa (4) otros contratos de comercialización suscritos con posterioridad a los antes mencionados y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno (2) Mercado de Exportación.

#### **Ecuador**

El 29 de marzo de 2006, mediante la Ley N° 2006-42, Ecuador exigió a las contratistas de los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos el pago de al menos un 50% de los llamados “excedentes de precio del petróleo crudo”, es decir, de la diferencia entre el valor de la participación de cada contratista, de acuerdo con el precio del petróleo al momento de la firma del contrato (calculado en base al promedio mensual de precio de venta y expresado a

valores constantes), y su valor de acuerdo con el precio del petróleo al momento de su venta por parte de las contratistas. Con posterioridad, el Decreto Ejecutivo N° 662, del 4 de octubre de 2007, que modifica el Decreto Ejecutivo 1.672, incrementó la citada participación del Estado sobre los mencionados excedentes del precio del petróleo crudo hasta el 99%.

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16, disconformes con la aplicación de este nuevo gravamen, presentaron ante el CIADI una solicitud de arbitraje internacional al amparo del Contrato de Participación. El importe total pagado por el consorcio contratista bajo protesto, hasta el mes de marzo de 2008, con relación a la aplicación de la Ley 2006-42, fue de 591,5 millones de dólares (425 millones de euros), importe por el que Repsol y los demás miembros del consorcio contratista reclaman compensación a Petroecuador y el Gobierno de Ecuador ante el CIADI. La participación actual directa o indirecta de Repsol YPF en el consorcio del Bloque 16 es del 55%.

Petroecuador reclamó ejecutoriamente al Consorcio del Contratista el importe de la Participación sobre ganancias extraordinarias todavía no pagadas, habiendo solicitado Repsol YPF Ecuador al CIADI, como medida preventiva en el arbitraje antes citado, la paralización de tales actuaciones. El 12 de marzo de 2009 Repsol YPF Ecuador S.A. suscribió con Petroecuador un Convenio de Desembolsos Fraccionados para la satisfacción de los importes reclamados, a cuyo amparo se han verificado ya dos desembolsos.

Con fecha 12 de marzo de 2009 Repsol YPF Ecuador S.A. (Sucursal Ecuador), como operadora del Bloque 16 firmó un Contrato de Participación modificatorio, en virtud del cual se amplía el período de explotación del Bloque 16 del 31 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2018, si bien el Contrato de Participación terminará anticipadamente si dentro del plazo de un año (susceptible de prorrogarse por acuerdo de las partes) no se ha negociado y suscrito un Contrato de Prestación de Servicios que sustituya al Contrato de Participación. Durante ese periodo transitorio el gobierno ecuatoriano reducirá del 99% al 70% el impuesto sobre beneficios extraordinarios.

A finales de 2009, el periodo transitorio antes citado ha sido prorrogado por un año adicional, hasta 12 de marzo 2011 (plazo transitorio que a su vez es prorrogable nuevamente por acuerdo de las partes).

#### *Nueva Constitución Ecuatoriana*

El 20 de octubre de 2008 se publicó en la Gaceta Oficial la nueva Constitución Ecuatoriana que introduce determinadas modificaciones en la legislación sobre hidrocarburos. De acuerdo con el artículo 408 de la nueva Constitución, el Estado retiene una parte de los beneficios derivados de la comercialización de recursos hidrocarburíferas que no será inferior que la parte de beneficio retenida por la compañía productora. Un precepto similar había sido incluido en las licencias, pero nunca había sido incorporado a un texto constitucional. Nueva legislación en materia de hidrocarburos está siendo desarrollada en la actualidad como consecuencia de la promulgación de la nueva Constitución.

#### **Otros países**

En el resto de países donde Repsol YPF lleva a cabo sus actividades, las mismas

están sujetas a una amplia variedad de legislaciones y marcos regulatorios que cubren todos los aspectos de las actividades llevadas a cabo, incluyendo, entre otros, temas como la ocupación de terrenos, ritmos de producción, regalías, fijación de precios, protección medioambiental, tasas de exportación, tipos de cambio, etc. Los términos de las concesiones, licencias, permisos y contratos que rigen los intereses del Grupo varían de un país a otro. Estas concesiones, licencias, permisos y contratos generalmente son concedidos o realizados conjuntamente con entidades gubernamentales o compañías estatales, y en algunas ocasiones son realizados conjuntamente con entes del sector privado.

### (3) **BASES DE PRESENTACIÓN**

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) tal como han sido emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB) así como con las NIIF aprobadas por la Unión Europea a 31 de diciembre de 2009. Las NIIF aprobadas por la Unión Europea difieren en algunos aspectos de las NIIF publicadas por el IASB; sin embargo estas diferencias no tienen impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo para los años presentados. En este sentido, las cuentas anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2009, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en dicha fecha.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los administradores del Grupo, requiere efectuar ciertas estimaciones contables y que los administradores realicen juicios al aplicar las normas contables. Las áreas con mayor grado de complejidad y que requieren mayores juicios, o aquellas en las que las asunciones o estimaciones resultan significativas se detallan en la nota 5 sobre estimaciones y juicios contables.

#### 3.1) Comparación de la información

Con fecha 1 de julio de 2008 la participación del Grupo en Alberto Pascualini Refap, S.A. (REFAP) fue clasificada como “Activo no corriente mantenido para la venta” de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 *Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*. Sin embargo, el entorno global desfavorable del sector de negocio al que pertenece el activo, junto a la situación general de crisis financiera, han impedido que el proceso de venta iniciado por el Grupo haya concluido con éxito. Por esta razón, en el ejercicio 2009 la participación en Refap se ha integrado de nuevo proporcionalmente en los estados financieros del Grupo.

Para facilitar la comparación entre 2009 y 2008, de acuerdo con lo previsto en la normativa contable (NIC 31 *Participaciones en negocios conjuntos*), los datos correspondientes al ejercicio 2008 incluidos en las presentes cuentas anuales han sido adecuadamente modificados, integrando proporcionalmente dicha sociedad durante el ejercicio completo. Este cambio de clasificación contable de REFAP no afecta a ejercicios anteriores a 2008. Las variaciones entre los estados financieros correspondientes a 2008 contenidos en las presentes cuentas anuales respecto a los



formulados en 2008 se muestran en los cuadros a continuación:

ACTIVO	31/12/2008 en cuentas anuales 2009	Integración REFAP 2° Semestre 2008	31/12/2008 en cuentas anuales 2008
Inmovilizado Intangible:	4.283	204	4.079
a) Fondo de Comercio	3.055	204	2.851
b) Otro inmovilizado intangible	1.228	-	1.228
Inmovilizado material	26.094	357	25.737
Inversiones inmobiliarias	31	-	31
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	525	-	525
Activos financieros no corrientes	2.465	(1)	2.466
Activos por impuesto diferido	1.530	67	1.463
Otros activos no corrientes	276	-	276
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>35.204</b>	<b>627</b>	<b>34.577</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	163	(1.088)	1.251
Existencias	3.641	57	3.584
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.636	4	6.632
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.228	19	4.209
b) Otros deudores	2.164	(16)	2.180
c) Activos por impuesto corriente	244	1	243
Otros activos financieros corrientes	498	4	494
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.922	31	2.891
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>13.860</b>	<b>(992)</b>	<b>14.852</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>49.064</b>	<b>(365)</b>	<b>49.429</b>

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	31/12/2008 en cuentas anuales 2009	Integración REFAP 2° Semestre 2008	31/12/2008 en cuentas anuales 2008
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Fondos propios	21.003	(156)	21.159
Ajustes por cambio de valor	(1.169)	(110)	(1.059)
<b>PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD</b>			
DOMINANTE	19.834	(266)	20.100
INTERESES MINORITARIOS	1.170	-	1.170
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>21.004</b>	<b>(266)</b>	<b>21.270</b>
Subvenciones	108	-	108
Provisiones no corrientes	2.718	8	2.710
Pasivos financieros no corrientes:	10.432	117	10.315
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	10.118	117	10.001
b) Otros pasivos financieros	314	-	314
Pasivos por impuesto diferido	2.559	5	2.554
Otros pasivos no corrientes	1.451	-	1.451
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>17.268</b>	<b>130</b>	<b>17.138</b>
Pasivos corrientes vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	12	(589)	601
Provisiones corrientes	439	2	437
Pasivos financieros corrientes:	1.853	65	1.788
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	1.807	65	1.742
b) Otros pasivos financieros	46	-	46
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:	8.488	293	8.195
a) Proveedores	3.174	296	2.878
b) Otros acreedores	5.024	(3)	5.027
c) Pasivos por impuesto corriente	290	-	290
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	<b>10.792</b>	<b>(229)</b>	<b>11.021</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	<b>49.064</b>	<b>(365)</b>	<b>49.429</b>

<b>CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS</b>	31/12/2008 en cuentas anuales 2009	Integración REFAP 2° Semestre 2008	31/12/2008 en cuentas anuales 2008
Ventas	58.475	735	57.740
Otros ingresos	3.236	1	3.235
<b>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>61.711</b>	<b>736</b>	<b>60.975</b>
Aprovisionamientos	(41.395)	(534)	(40.861)
Otros gastos	(15.296)	(265)	(15.031)
<b>GASTOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>(56.691)</b>	<b>(799)</b>	<b>(55.892)</b>
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>5.020</b>	<b>(63)</b>	<b>5.083</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(544)</b>	<b>(172)</b>	<b>(372)</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS</b>	<b>4.476</b>	<b>(235)</b>	<b>4.711</b>
Impuesto sobre Beneficios	(1.861)	79	(1.940)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	66	-	66
Resultado procedente de operaciones continuadas	2.681	(156)	2.837
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>	<b>2.681</b>	<b>(156)</b>	<b>2.837</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(126)	-	(126)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>	<b>2.555</b>	<b>(156)</b>	<b>2.711</b>

Adicionalmente, el formato de presentación de los estados financieros adjuntos ha sido modificado respecto al 2008 en aplicación de los requisitos de presentación y desglose establecidos en la Revisión de la NIC 1 *Presentación de Estados Financieros*. Dichas modificaciones no son significativas, si bien han supuesto principalmente la incorporación del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto como un estado financiero del Grupo.

### 3.2) Principios de consolidación

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos.

La consolidación se ha realizado aplicando el método de integración global a todas las sociedades dependientes, que son aquellas sobre las que Repsol YPF ejerce, directa o indirectamente, su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras de una empresa para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol YPF se presenta de forma detallada bajo la denominación de "Intereses minoritarios", dentro del

epígrafe de “Patrimonio Neto” de los Balances de Situación consolidados, y en “Resultado atribuido a intereses minoritarios”, dentro de las Cuentas de Resultados consolidadas, respectivamente.

Los negocios conjuntos se consolidan por el método de integración proporcional, que supone la inclusión en los estados financieros consolidados de la parte proporcional de los activos, pasivos, gastos e ingresos de estas sociedades en función de la participación del Grupo Repsol YPF sobre las mismas. Se entiende por negocios conjuntos aquellos en los que existe control conjunto, que se produce únicamente cuando las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a los negocios conjuntos se presentan en el Balance de Situación consolidado y en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

Las sociedades asociadas se registran por el método de la participación. Estas sociedades son aquellas en las que se posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control o dominio efectivo, ni tampoco control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%. El método de la participación consiste en la consolidación en la línea del balance consolidado “Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación”, del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en la sociedad asociada. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en las cuentas de resultados consolidadas como “Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación”.

Las pérdidas de las sociedades asociadas atribuidas al inversor que superen el interés de éste en dichas asociadas no se reconocen, a no ser que exista por parte del Grupo la obligación de cubrir las mismas.

En el Anexo I se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados entre sociedades consolidadas por integración global. En el caso de sociedades consolidadas por integración proporcional se han eliminado los saldos, transacciones y los resultados por operaciones con otras compañías del Grupo en la proporción en que se efectúa su integración. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los principios y procedimientos de contabilidad utilizados por las sociedades del Grupo se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados en con base de normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver el apartado 4.3 de la nota 4) se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio medio acumulado del período en el que se produjeron.
- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocerán como un componente separado del patrimonio neto, dentro del apartado “Ajustes por cambios de valor”, que se denomina “Diferencias de conversión”.

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro, las diferencias de cambio registradas como un componente de patrimonio neto, relacionadas con esa sociedad, se reconocen en la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el resultado derivado de dicha enajenación.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2009 y 2008 han sido:

	<u>31 de diciembre de 2009</u>		<u>31 de diciembre de 2008</u>	
	<u>Tipo de cierre</u>	<u>Tipo medio acumulado</u>	<u>Tipo de cierre</u>	<u>Tipo medio acumulado</u>
Dólar .....	1,44	1,39	1,39	1,47
Peso argentino .....	5,45	5,18	4,78	4,62
Real brasileño .....	2,51	2,77	3,25	2,68

### 3.3) Variaciones del perímetro de consolidación

En el Anexo I se incluyen las principales variaciones producidas en 2009 y 2008.

## (4) POLÍTICAS CONTABLES

Las principales políticas contables seguidas por Repsol YPF en la elaboración de las cuentas anuales consolidadas, son las siguientes:

### 4.1) Clasificación de los activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

En el balance de situación adjunto, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

### 4.2) Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea un reflejo del fondo de la transacción.

Los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y el Grupo tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y

proceder al pago del pasivo de forma simultánea se presentan netos en la cuenta de resultados.

#### 4.3) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

##### **Moneda funcional**

Las partidas incluidas en las presentes cuentas anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional y de presentación del Grupo Repsol YPF.

##### **Moneda extranjera**

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad se consideran transacciones en “moneda extranjera” y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “Resultado financiero” de la cuenta de resultados del período en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico de aplicación a las partidas monetarias definidas como instrumento de cobertura (ver nota 4.22).

#### 4.4) Fondo de comercio

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el coste de una combinación de negocios y la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las entidades adquiridas a la fecha de adquisición que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes.

Si la diferencia fuese negativa, es preciso hacer una reevaluación de la valoración de los activos, pasivos y pasivos contingentes adquiridos. Si tras la misma, la diferencia negativa siguiera existiendo, ésta se registraría como un beneficio en la línea “Otros ingresos de explotación” de la cuenta de resultados.

Los fondos de comercio no se amortizan y, de acuerdo con lo establecido por la NIIF 3, se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver nota 4.9).

#### 4.5) Otro inmovilizado intangible

El Grupo Repsol YPF valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión descritos en el apartado f) de este epígrafe. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor acumuladas que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol YPF:

- a) Marcas u otro inmovilizado intangible de naturaleza similar

Las marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar desarrollados internamente por el Grupo no se registran como activo y los gastos incurridos se imputan a la cuenta de resultados en el período en que se incurren.

b) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo registra los gastos de investigación en los que incurre como gastos del ejercicio. Los gastos de desarrollo se activan sólo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia.

c) Derechos de traspaso, superficie y usufructo

Dentro de este epígrafe se incluyen:

- i. Los costes correspondientes a los contratos de compra del derecho a la gestión de estaciones de servicio y los de derechos de usufructo y de superficie relacionados con este mismo tipo de activos. Dichos costes se amortizan en el período al que se refiere cada contrato, que varía entre 9 y 50 años.
- ii. Los derechos exclusivos de uso de gasoductos de transporte. Dichos derechos se amortizan durante el período de vigencia del derecho, que en la actualidad es de 25 años.

d) Costes de abanderamiento e imagen

Recoge el coste correspondiente a los contratos de abanderamiento de estaciones de servicio propiedad de terceros, que se amortiza linealmente en el período correspondiente al plazo de vinculación de cada contrato.

e) Contratos de suministro en exclusiva

Recoge los costes derivados de los contratos de suministro en exclusiva a estaciones de servicio, distribuidores y consumidores directos, que se amortizan linealmente en el período de vinculación de cada contrato (actualmente con una vida media de 5 años).

f) Derechos de emisión

Los derechos de emisión adquiridos se registran como un activo intangible y se valoran según su precio de adquisición.

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención que se imputa a resultados a medida que se consumen las toneladas de CO<sub>2</sub> correspondientes.

Estos derechos no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero, al mantener los mismos su valor hasta su entrega a las autoridades, pudiendo ser vendidos en cualquier momento. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis anual de deterioro de valor (ver nota 4.9). El valor de mercado de los derechos de emisión se

calcula de acuerdo con el precio medio ponderado del último día del mercado de emisiones de la Unión Europea (European Union Allowances) proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

A medida que se van realizando las emisiones a la atmósfera el Grupo registra un gasto en la línea "Otros Gastos de explotación" de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe está en función de las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas, valoradas (i) por su valor en libros ó (ii) por el precio de cotización al cierre en el caso de que no se disponga de los mismos al cierre del ejercicio.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas se entregan a las autoridades, se dan de baja del balance tanto el activo intangible como la provisión correspondiente a los mismos, sin efecto en la cuenta de resultados.

g) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen concesiones administrativas y otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y propiedad industrial. Dichos conceptos se amortizan linealmente a lo largo de la vida útil de los mismos. En el caso de las concesiones administrativas, la amortización se realiza en el período de la concesión y en el resto de activos en un período entre 3 y 20 años.

Las concesiones de distribución y transporte de energía eléctrica en España, adquiridas a través de la compra de Unión Fenosa por Gas Natural, no tienen límite legal ni de ningún otro tipo. En consecuencia, al tratarse de activos intangibles de vida útil indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro con periodicidad anual.

4.6) Inmovilizado material

El Grupo Repsol YPF sigue el modelo de coste por el que los elementos del inmovilizado material se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

a) Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento y el valor presente de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones. Los cambios posteriores en la valoración de las obligaciones por desmantelamiento y similares derivados de cambios en los flujos de efectivo estimados o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del coste del activo correspondiente en el periodo en el que se producen, salvo en aquellos casos en los que el ajuste a la baja del pasivo exceda del valor neto contable del activo correspondiente, en cuyo caso, el exceso es registrado en la cuenta de resultados.

Los costes por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un período superior a un año para estar listos para su uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos y de acuerdo a los límites establecidos.



También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados que son directamente atribuibles a la construcción del propio inmovilizado.

Los costes de ampliación, modernización o mejoras que representen un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos, siempre que se cumplan las condiciones generales para su activación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones del Grupo Repsol YPF requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución susceptibles de ser capitalizados son reconocidos de forma específica y amortizados en el período que media hasta la siguiente reparación.

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver nota 4.6.c), así como el coste de los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 4.19.a).

#### b) Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver nota 4.6.c), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución del coste de adquisición de los activos minorado por el valor residual estimado entre los años de vida útil estimada de los elementos, según el siguiente detalle:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones .....	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje (1) .....	8-40
Mobiliario y enseres .....	9-15
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades .....	8-15
Tanques de almacenamiento .....	20-30
Líneas y redes	12-18
Infraestructura y distribución de gas .....	20-40
Elementos de transporte .....	5-25

(1) Adicionalmente, el Grupo participa a través de Gas Natural en activos de generación hidráulica cuyo plazo de amortización se eleva, en el caso de no existir concesión, hasta 100 años en función de la vida útil estimada de los mismos.

La amortización de los activos comienza cuando los activos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por tanto, no son objeto de amortización.

#### c) Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol YPF registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos de acuerdo con el método de exploración con éxito (“*successful-*

*efforts*”). De acuerdo con este método, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

- i. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversiones en zonas con reservas”, asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en ellos.
- ii. Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por un período de tiempo se capitalizan a su precio de compra y se registran en el epígrafe “Otros costes de exploración”. En caso de que no se encuentren reservas, los importes previamente capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe “Inversión en zonas con reservas” por su valor neto contable en el momento que así se determine. Los pozos se califican como “comercialmente explotables” únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento (por ejemplo precios, costes, técnicas de producción, marco regulatorio, etc.).
- iii. Los *costes de exploración* (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y otros costes relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, se cargan a resultados en el momento en que se producen.
- iv. Los *costes de perforación* de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe “Otros costes de exploración” pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son cargados en resultados. Sin embargo, si como consecuencia de los sondeos de exploración, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se encuentran reservas pero no se pueden clasificar como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:
  - En aquellos casos en que el área requiera inversiones adicionales antes de que pueda iniciarse la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se cargarían en resultados.
  - En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el período de un año desde la finalización de la

prospección. Si la determinación no se ha producido en ese período, los correspondientes costes de sondeos son cargados a resultados.

Los costes de perforación de sondeos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados al epígrafe “Inversión en zonas con reservas”.

- v. Los *costes de desarrollo* incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversión en zonas con reservas”.
- vi. Los *costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos* (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe “Inversiones en zonas con reservas”. Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe “Provisiones no corrientes”.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.
- ii. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse devaluado y, de producirse un deterioro, éste es reconocido con cargo a resultados del ejercicio dotando la correspondiente pérdida por deterioro del valor.
- iii. Los costes originados en sondeos y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos (ver nota 4.9) con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado” o, en su caso, “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados (ver notas 4.9, 8, 10 y 26).

#### d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiéndose como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas por el Grupo, de acuerdo con criterios técnicos del Grupo basados en las directrices relativas a esta materia emitidas por el American Petroleum Institute (API).

El inmovilizado de naturaleza medioambiental y su correspondiente amortización acumulada, figuran en el balance de situación, junto con el resto de elementos que forman parte del inmovilizado material, clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 4.6.a a 4.6.c.

#### 4.7) Inversiones inmobiliarias

Son aquellos activos (edificios, terrenos) destinados a la obtención de rentas mediante su explotación en régimen de alquiler, o bien a la obtención de plusvalías por su venta. Estos activos no están afectos a las actividades del Grupo y no están destinados para uso propio. Repsol YPF registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver nota 4.6.a-b).

#### 4.8) Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros serán recuperados a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos. Esta condición se considera cumplida cuando la venta es altamente probable y el activo está disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación.

Estos activos o grupos de activos se presentan valorados por el menor importe entre su valor en libros y el valor razonable menos costes de venta, y no están sujetos a amortización mientras estén clasificados como mantenidos para la venta, o mientras formen parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

Adicionalmente, el Grupo considera actividades interrumpidas los componentes (unidades o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan una línea de negocio o área geográfica, significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se hayan vendido o dispuesto por otra vía, o bien que reúnen las condiciones descritas para ser clasificadas como mantenidas para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el Balance de situación consolidado, en un único epígrafe denominado “Activos no corrientes mantenidos para la venta”, en el pasivo del balance, en el epígrafe “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta” figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores. Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se

presentan en una única línea de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada denominada “Resultado procedente de actividades interrumpidas.

#### 4.9) Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio

Para revisar si sus activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del balance (ver nota 4.23), o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido. A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGEs) en la medida en que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que sean independientes de los generados por otros activos o UGEs.

Para realizar este análisis, el fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) o grupos de unidades generadoras de efectivo que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios y se realiza una estimación del valor recuperable de las mismas a través del descuento de los flujos de caja estimados de cada una de ellas.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos futuros de efectivo netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el coste medio ponderado del capital empleado diferente para cada país y para cada negocio.

Si el importe recuperable de un activo (o de una unidad generadora de efectivo) es inferior a su importe en libros, el importe en libros del mismo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados.

Las pérdidas por deterioro de valor se imputan en primer lugar al fondo de comercio, con el límite de su valor neto contable. Seguidamente, cualquier pérdida por deterioro de valor no imputada al fondo de comercio se distribuye entre los activos de la UGE de forma proporcional a su valor neto contable.

La base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un período anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión, el importe en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores. Esta reversión se registra en la línea “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en

periodos posteriores.

#### 4.10) Activos financieros corrientes y no corrientes

El Grupo determina la clasificación de sus inversiones en el momento del reconocimiento inicial y revisa la misma a cada fecha de cierre. Esta clasificación depende del propósito para el cuál las inversiones han sido adquiridas.

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

- a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados
  - a.1) Activos financieros mantenidos para negociar: dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.
  - a.2) Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados: dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta en un corto plazo que no sean instrumentos derivados.
- b) Activos financieros disponibles para la venta  
Son activos financieros, específicamente designados como disponibles para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.
- c) Préstamos y partidas a cobrar  
Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Surgen cuando el Grupo entrega bienes o presta servicios o financiación directamente a un tercero, sin la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo.
- d) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento  
Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que el Grupo tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver nota 4.22). Los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero serán incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los “préstamos y cuentas a cobrar”, las “inversiones mantenidas al vencimiento” y ciertas inversiones en acciones de sociedades, serán valorados a sus valores razonables.

En el caso de los “Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del ejercicio. En cuanto a los “activos financieros disponibles para la venta”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el activo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro definitivo de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados del

período.

Los “préstamos y cuentas a cobrar” y las “inversiones mantenidas al vencimiento”, serán valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la tasa de interés efectiva. Las inversiones en acciones de sociedades que no tengan un precio de mercado cotizado en un mercado activo y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, serán valoradas a coste.

Una pérdida de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos.

El importe de la pérdida de valor se reconoce como gasto en la cuenta de resultados y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva. El importe en libros del activo se reduce mediante una cuenta correctora.

Si, en períodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del período.

Finalmente, una cuenta a cobrar no se considera recuperable cuando concurren situaciones tales como la disolución de la empresa, la carencia de activos a señalar para su ejecución, o una resolución judicial.

Los activos financieros se valoran por su valor nominal siempre que el efecto de no actualizar los flujos sea inmaterial. La valoración posterior, en este caso se continúa haciendo por su valor nominal.

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero, y la transferencia cumple con los requisitos para su baja en las cuentas.

#### 4.11) Existencias

Las existencias adquiridas para uso propio se valoran por el menor valor entre el coste y el valor neto realizable. El precio de coste, calculado como coste medio, incluye los costes de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costes en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales.

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las

circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

El valor neto realizable representa la estimación del precio de venta menos todos los costes estimados de terminación y los costes que serán incurridos en los procesos de comercialización, venta y distribución.

En el caso de las materias primas y los productos similares no será necesario corregir el valor en libros por debajo del coste siempre que se espere que los productos terminados a los que se incorporen sean vendidos por encima del coste.

Las existencias de “commodities” adquiridas para “trading” se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor se registran en la cuenta de resultados. Estas operaciones no representan un volumen significativo de las existencias del Grupo (ver nota 14).

#### 4.12) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

Se consideran equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

#### 4.13) Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del período atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo. (Ver notas 15.1 y 15.4).

#### 4.14) Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Dado que el Grupo no tiene pasivos financieros mantenidos para su negociación, salvo los instrumentos financieros derivados, con posterioridad al reconocimiento inicial los pasivos financieros son valorados a coste amortizado. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costes de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en la cuenta de resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las acciones preferentes, cuyas condiciones se detallan en la nota 17, corresponden a esta categoría de pasivo. Se registran inicialmente por su valor razonable neto de los costes de emisión incurridos y posteriormente siguiendo el método del coste amortizado, salvo que formen parte de alguna operación de cobertura, en cuyo caso se aplican los criterios establecidos en la nota 4.22.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

El Grupo da de baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

#### 4.15) Provisiones



Conforme a lo dispuesto en la normativa contable, el Grupo distingue entre:

- a) Provisiones. Se trata de obligaciones presentes, legales o asumidas por la empresa, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe y momento pueden ser inciertos; y
- b) Pasivos contingentes. Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos.

La dotación de una provisión se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago cuando su cuantía se pueda estimar de forma fiable y la obligación de liquidar el compromiso sea probable.

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones presentes que se deriven del mismo son registradas en los estados financieros como provisiones.

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sino que se informa sobre los mismos, conforme a los requerimientos de la NIC 37 (ver nota 35).

#### 4.16) Pensiones y obligaciones similares

##### a) Planes de aportación definida

Repsol YPF tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos, tanto directamente como a través de su filial YPF o de Gas Natural (ver nota 21).

El coste anual de estos planes se registra en la línea “Gastos de personal” de la cuenta de resultados.

##### b) Planes de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural, tiene determinados planes de prestación definida. Las prestaciones a las que tienen derecho los trabajadores a la fecha de jubilación se reconocen en la cuenta de resultados de la forma siguiente:

- i. El coste de los servicios del período corriente (entendiendo como tal el incremento en el valor actual de las obligaciones que se originan como consecuencia de los servicios prestados en el ejercicio por los empleados), en el capítulo “Gastos de Personal”.
- ii. El coste por intereses (entendiendo como tal el incremento producido en el ejercicio en el valor actual de las obligaciones como consecuencia del paso del tiempo), se recoge en el epígrafe “Resultado Financiero”.
- iii. El rendimiento de los activos asignados a la cobertura de los compromisos y los cambios en su valor, menos cualquier coste originado por su administración y los impuestos que les afecten, se recoge en el epígrafe “Resultado Financiero”.

El pasivo reconocido con respecto a los planes de prestación definida es el valor actual de la obligación en la fecha del balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan, junto con ajustes por costes por servicios pasados. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada.

El importe íntegro de las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de los cambios en las hipótesis actuariales aplicadas se registra directamente en el epígrafe “Reservas” del Patrimonio Neto.

#### 4.17) Subvenciones

##### a) Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos no corrientes, que se valoran por el importe concedido o valor nominal o por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran en el pasivo del balance como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

Estas subvenciones se imputan a resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los estados financieros de Repsol YPF se presentan los importes del activo y de la subvención obtenida de forma independiente en el activo y pasivo del balance.

##### b) Subvenciones de explotación

Son aquellas subvenciones que resultan exigibles por parte de la empresa en virtud de gastos o pérdidas pasadas y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

#### 4.18) Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, a los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como a los importes netos percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas y ramales. Estos conceptos se imputan linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado relacionado, que varía entre 20 y 50 años.

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> recibidos a título gratuito (Ver nota 4.5.f).

#### 4.19) Arrendamientos

Dentro de esta categoría podemos distinguir:

##### a) Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando el arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad legal del activo, en su caso, puede o no ser transferida.

Cuando las sociedades del Grupo actúan como arrendatarias de un bien en

arrendamiento financiero, el coste de los activos arrendados se presenta en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo financiero en el balance por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o el valor actual de las cantidades -no contingentes ni relacionadas con la prestación de servicios- a pagar al arrendador incluyendo, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra cuando se prevea su ejercicio con suficiente grado de certeza al inicio del arrendamiento. Estos activos se amortizan conforme a los criterios aplicados para el resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea más corto, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

La carga financiera correspondiente a la actualización del pasivo financiero, se distribuye entre los periodos que constituyen el plazo del arrendamiento, obteniendo una tasa de interés constante en cada periodo, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los gastos financieros derivados de dicha actualización financiera se registran mediante cargo en la línea “Resultado financiero” de la cuenta de resultados consolidada.

#### b) Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los cuales la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas que recaen sobre el activo permanecen en el arrendador, son clasificados como operativos.

Los gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en la línea “Otros gastos de explotación” de la cuenta de resultados según se incurran.

En aquellos casos en los que el Grupo figura como arrendador los ingresos se reconocen en la línea “Otros ingresos de explotación” de la cuenta de resultados según se devengan.

#### 4.20) Impuesto sobre beneficios

Repsol YPF registra en la cuenta de resultados del ejercicio el importe devengado del impuesto que grava la renta de las sociedades, para cuyo cálculo se toman en consideración las diferencias existentes entre el devengo contable y el devengo fiscal de las transacciones y otros sucesos del ejercicio corriente que hayan sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, dando origen así a las diferencias temporarias y el correspondiente reconocimiento de determinados activos y pasivos por impuestos diferidos que aparecen en el balance de situación. Estos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria el tipo de gravamen al que se espera que sean recuperadas o liquidadas.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales o salvo que resulte de aplicación la excepción al registro de pasivos por impuestos diferidos en casos de diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en subsidiarias, sucursales y asociadas.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones

pendientes de compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del Grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuesto diferido identificado como diferencia temporaria es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver nota 25).

En la línea “Impuesto sobre beneficios” de la cuenta de resultados adjunta se incluyen, tanto el gasto devengado del impuesto sobre beneficio, como las dotaciones netas del ejercicio de las provisiones para contingencias en la medida en que éstas se refieran al Impuesto sobre beneficios.

#### 4.21) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, IVA y otros impuestos relacionados con las ventas.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, Repsol YPF entra en operaciones de intercambio de productos petrolíferos con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estos acuerdos incluyen cláusulas para adecuar a través de una contraprestación económica el valor de los productos intercambiados en función de las especificaciones técnicas de los mismos y los lugares de entrega y recepción de la mercancía. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales. Asimismo, el Grupo tampoco registra como ventas del ejercicio aquellas transacciones en las que las cláusulas de los contratos firmados implican que no se transfiere al comprador de manera efectiva los riesgos inherentes de la propiedad.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos. Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad. Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable. Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de los accionistas a recibir el pago han sido establecidos.

Los gastos se reconocen cuando se produce la disminución de un activo o el incremento de un pasivo que se puede medir de forma fiable.

Como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en aquellos países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol YPF refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y aquellos de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos.

Las transacciones entre empresas del Grupo Repsol YPF y entre segmentos se realizan de acuerdo con las condiciones de mercado. Estas transacciones generan

ingresos, gastos y resultados que son eliminados en el proceso de consolidación.

Los trabajos destinados a la gestión del agua, a la protección de la atmósfera, a la gestión de residuos, a la remediación de suelos y aguas subterráneas y al desarrollo de sistemas de gestión medioambiental tienen la consideración de gasto medioambiental y su tratamiento contable se realiza de acuerdo con los criterios antes indicados.

#### 4.22) Operaciones con derivados financieros

El Grupo contrata derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros y comerciales por la variación de los tipos de interés, de los tipos de cambio o de los precios de determinadas “commodities”. Todos los instrumentos financieros derivados son inicialmente reconocidos a valor razonable en la fecha de inicio de contrato y posteriormente son valorados a su valor razonable. Los derivados se registran como activo cuando su valor razonable es positivo y como pasivo cuando es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la cuenta de resultados, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas cuando corresponda.

Para la valoración de los derivados, se utilizan precios cotizados de mercado a la fecha de cierre del balance, en el caso en que estén disponibles. Tal es el caso de los contratos a futuro sobre productos.

Cuando no existen precios de mercado cotizados para los instrumentos financieros derivados contratados, se estima su valor razonable descontando los flujos de caja futuros asociados a los mismos de acuerdo con los tipos de interés, tipos de cambio, diferenciales de crédito, volatilidades y curvas de precios forward vigentes en las fechas de cierre del balance de situación. Este método de valoración se ha aplicado al resto de instrumentos:

- permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés
- permutas financieras de tipo de interés
- contratos a plazo de tipo de cambio
- permutas sobre el precio de crudo y productos
- opciones sobre tipo de interés

Si bien el Grupo aplica técnicas de valoración habituales de mercado, cambios en los modelos de valoración o en las hipótesis aplicadas en los mismos podrían resultar en valoraciones de dichos instrumentos distintas de las que han sido registradas en el balance de situación, la cuenta de resultados y/o el patrimonio neto.

Los valores razonables de los diversos instrumentos derivados utilizados como instrumentos de cobertura están incluidos en la nota 19.

El Grupo designa ciertos derivados como instrumento de cobertura:

##### a) Cobertura de valor razonable

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se registran en la cuenta de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable de las partidas cubiertas.

b) Cobertura de flujos de caja

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido (como la totalidad o alguno de los pagos futuros de interés de una deuda a interés variable), o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto son llevados a la cuenta de resultados en los períodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados.

c) Cobertura de inversión neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de caja, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en la línea “Diferencias de conversión” en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos. Cuando la operación en el extranjero es vendida o se dispone de la misma de cualquier otra forma, las ganancias y pérdidas acumuladas en patrimonio neto son incluidas en la cuenta de resultados.

El Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y partidas cubiertas, así como el objetivo de gestión del riesgo y estrategia de cobertura para las diversas transacciones cubiertas. El Grupo también documenta sus valoraciones, tanto en el inicio de la cobertura así como en su comportamiento posterior, en lo relativo a si los derivados que son utilizados en operaciones de cobertura son altamente efectivos.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, o es vendido, finalizado o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el patrimonio neto se mantiene dentro del patrimonio neto hasta que se produzca la operación prevista. Cuando no se espera que se produzca la operación que está siendo objeto de cobertura, los beneficios o pérdidas acumulados netos reconocidos en el patrimonio se transfieren al resultado del período.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales se consideran derivados separados cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registran a su valor razonable con beneficios o pérdidas no realizados presentados en la cuenta de resultados.

Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 39.

#### 4.23) Metodología para la estimación del valor recuperable

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos es en general el valor de uso, calculado a partir de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el coste medio ponderado del capital empleado.

Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGEs empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGEs, destacan los precios de compra y venta de hidrocarburos, la inflación, los costes de personal y las inversiones.

La valoración de los activos de Exploración y Producción utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas, estando limitados por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de fondos estimados están basados en niveles de producción, precios de “commodities” y estimaciones de inversiones futuras necesarias relacionadas con las reservas de petróleo y gas no desarrolladas, costes de producción, tasas de declino de los campos, demanda y oferta de los mercados, condiciones contractuales y otros factores. Las reservas no probadas se ponderan por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.

Los precios de referencia considerados se basan en una combinación de cotizaciones disponibles en la comunidad financiera.

Los flujos de caja de los negocios de Refino y Marketing se estiman a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión, acordes con las expectativas consideradas en los Planes Estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El período de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando un coste de capital específico para cada activo en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos incluyendo el riesgo país. Las tasas utilizadas en los ejercicios 2009 y 2008 para los distintos negocios se han situado en los siguientes rangos:

	2009	2008
E&P	7,8% - 18,6%	7,8% - 19,3%
R&M	4,9% - 15,0%	5,8% - 16,6%

#### 4.24) Nuevos estándares emitidos

A) A continuación se detallan aquellas normas, interpretaciones y modificaciones a las mismas, que han entrado en vigor para las cuentas anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio, de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea:

- NIIF 8 Segmentos de operación
- CINIIF 13 Programas de fidelización de clientes
- CINIIF 15 Acuerdos para la venta de bienes inmuebles
- CINIIF 16 Coberturas de inversión neta de una operación en el extranjero
- CINIIF 18 Transferencia de activos por parte de los clientes
- Revisión de NIC 1 Presentación de estados financieros
- Modificaciones a la NIIF 7 Mejoras a los desgloses de información de instrumentos financieros
- Revisión de NIC 23 Costes por intereses
- Modificación de NIIF 2 Condiciones para la irrevocabilidad (o consolidación) de la concesión y cancelaciones
- Modificación de NIC 32 y NIC 1 Instrumentos financieros con opción de venta a valor razonable y obligaciones que surgen en la liquidación
- Modificación de NIIF 1 y NIC 27 El coste de la inversión en una dependiente, entidad controlada de forma conjunta o asociada
- Modificaciones al IFRIC 9 y a la NIC 39 Derivados implícitos
- Mejoras a las NIIF 2006-2008 Mejoras a las NIIF (1)

(1) La modificación a la NIIF 5 aplica prospectivamente para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2009.

La aplicación de las normas, interpretaciones y modificaciones antes mencionadas, no han supuesto ningún impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio, excepto por los desgloses adicionales de información requeridos por la NIIF 8 (Segmentos de operación) y las modificaciones a la NIIF 7 (Mejoras a los desgloses de información de instrumentos financieros). Adicionalmente, se han realizado cambios en la configuración y presentación del estado de cambios en el patrimonio neto como consecuencia de la aplicación de la revisión de la NIC 1, Presentación de estados financieros.

B) A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, publicadas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, que no han entrado aún en vigor porque su fecha efectiva es posterior a la fecha de estas cuentas anuales consolidadas y el Grupo ha decidido no aplicarlas anticipadamente, son las siguientes:

##### Aplicación obligatoria en 2010:

- Revisión de NIIF 3 Combinaciones de negocios
- CINIIF 12 Acuerdos para la concesión de servicios
- CINIIF 17 Distribución de activos no monetarios a los accionistas
- Modificación de NIC 27 Estados financieros consolidados y separados
- Modificación de NIC 39 Elementos susceptibles de ser cubiertos
- Revisión de NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF



### Aplicación obligatoria en 2011:

- Modificaciones a la NIC 32 Clasificación de las emisiones de derechos

A la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales, se está evaluando el impacto que las anteriores normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, tendrán en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo.

C) A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas que han sido publicadas por el IASB y aún no han sido adoptadas por la Unión Europea, son las siguientes:

- Modificaciones a la NIIF 1 Exenciones adicionales para los que aplican por primera vez las NIIF
- Modificaciones a la NIIF 2 Transacciones intragrupo con pagos basados en acciones y liquidadas en efectivo
- Mejoras a las NIIF 2007-2009
- Modificaciones a la NIIF 1 Exenciones adicionales para los que aplican por primera vez las NIIF
- Revisión de la NIC 24 Información a revelar sobre partes relacionadas
- CINIIF 19 Liquidación de pasivos con instrumentos de patrimonio
- Modificaciones al CINIIF 14 Pagos anticipados sobre un requerimiento mínimo de financiación
- NIIF 9 Instrumentos financieros (1)

(1) Constituye la primera de las tres fases correspondientes al proyecto de sustitución de la actual NIC 39: "Instrumentos financieros - reconocimiento y medición".

## **(5) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES**

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados, requiere que se realicen suposiciones y estimaciones que afectan a los importes de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados actuales podrían diferir dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son: (i) las reservas de crudo y de gas natural; (ii) provisiones por litigios y otras contingencias, (iii) el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, (iv) el test de recuperación del valor de los activos (ver nota 4.9) y (v) los instrumentos financieros derivados (ver nota 4.22)

### ***Reservas de crudo y gas***

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver notas 8 y 10).

Repsol YPF prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas, teniendo en cuenta las reglas y regulaciones establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*). La SEC aprobó revisiones a sus requerimientos de información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, los cuales entraron en vigor el 1 de enero de 2010 y aplican para los informes anuales correspondientes a los ejercicios finalizados a 31 de diciembre de 2009 y siguientes. La aplicación de esta norma no ha tenido efectos significativos en los volúmenes de reservas del Grupo.

#### ***Provisiones por litigios y otras contingencias***

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

Repsol YPF realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación. En el caso de las provisiones medioambientales, los costes pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver nota 35).

#### ***Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos***

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y la realización de los activos por impuestos diferidos y la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos actuales pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en las normas impositivas, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la compañía.

### **(6) FONDO DE COMERCIO**

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
YPF, S.A.	1.671	1.730
Gas Natural SDG, S.A. (1)	2.022	321
Refap, S.A.	264	204
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
EESS de Repsol Comercial P.P.	96	96
Empresas Lipigas, S.A.	80	66
Grupo Italia Gas Natural	43	44
Buenergía Gas & Power, Ltd.	35	38
Grupo Dersa	30	29
Repsol Italia	28	28
Grupo Generación México	-	27
Otras compañías	192	200
Saldo al cierre del ejercicio	<u>4.733</u>	<u>3.055</u>

(1) Incluye 1.679 millones correspondientes al fondo de comercio generado por la combinación de negocios de Unión Fenosa realizada a través de Gas Natural (ver nota 30).

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Saldo al inicio del ejercicio .....	3.055	3.308
Adquisiciones .....	1.788	-
Variaciones del perímetro de consolidación.....	(49)	(2)
Desinversiones .....	-	(292)
Diferencias de conversión .....	10	40
Saneamientos .....	(16)	-
Reclasificaciones y otros movimientos .....	(55)	1
Saldo al cierre del ejercicio .....	<u>4.733</u>	<u>3.055</u>

El importe más significativo incluido en la línea “adquisiciones” corresponde a la compra de Unión Fenosa por Gas Natural, que ha generado un fondo de comercio de 1.745 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural).

La desinversión registrada en el ejercicio 2008 correspondió al fondo de comercio dado de baja como consecuencia de la venta del 15% de la participación en YPF (ver nota 30).

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Fondo de comercio bruto	4.749	3.055
Pérdidas de valor acumuladas	(16)	-
Fondo de comercio neto	<u>4.733</u>	<u>3.055</u>

### **Pruebas de deterioro para el fondo de comercio**

A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2009 y 2008 por segmentos:

	Millones de euros	
	2009	2008
Upstream	78	86
Downstream	828	754
YPF	1.671	1.730
Upstream	1.141	1.181
Downstream	530	549
Gas Natural	2.156	485
TOTAL	<u>4.733</u>	<u>3.055</u>

Repsol YPF considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente posibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarán que los valores en libros de las Unidades Generadoras de Efectivo superen los importes recuperables a 31 de diciembre de 2009 y 2008.

### **(7) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE**

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2009 y 2008 son los siguientes:

Millones de euros

	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Derechos Emisión	Abanderamiento	Suministro en exclusiva	Aplicaciones Informáticas	Otro inmovilizado	Total
<b>COSTE</b>							
Saldo a 1 de enero de 2008	671	67	231	165	330	598	2.062
Inversiones (1)	3	44	7	18	80	18	170
Retiros o bajas	(12)	(18)	(18)	(1)	(12)	(16)	(77)
Diferencias de conversión	14	-	2	-	(1)	(21)	(6)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	(11)	-	(12)	-	(23)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	-	222	(1)	(4)	17	7	241
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2008</b>	<b>676</b>	<b>315</b>	<b>210</b>	<b>178</b>	<b>402</b>	<b>586</b>	<b>2.367</b>
Inversiones (1)	3	13	11	12	48	15	102
Retiros o bajas	(20)	(48)	(33)	(1)	(3)	(6)	(111)
Diferencias de conversión	(8)	-	(1)	-	-	26	17
Variación del perímetro de consolidación (3)	(5)	67	-	-	21	937	1.020
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(7)	(89)	21	(12)	(5)	(16)	(108)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2009</b>	<b>639</b>	<b>258</b>	<b>208</b>	<b>177</b>	<b>463</b>	<b>1.542</b>	<b>3.287</b>
<b>AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS</b>							
Saldo a 1 de enero de 2008	(237)	(64)	(170)	(133)	(212)	(228)	(1.043)
Amortizaciones	(27)	-	(15)	(6)	(42)	(27)	(117)
Retiros o bajas	8	-	16	1	11	17	53
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(86)	-	-	-	-	(86)
Diferencias de conversión	(6)	-	(1)	-	1	2	(4)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	7	-	3	8	18
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	9	64	1	-	(2)	(32)	40
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2008</b>	<b>(253)</b>	<b>(86)</b>	<b>(162)</b>	<b>(138)</b>	<b>(241)</b>	<b>(260)</b>	<b>(1.139)</b>
Amortizaciones	(24)	-	(23)	(6)	(61)	(39)	(153)
Retiros o bajas	7	14	26	-	2	1	50
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(50)	-	-	-	-	(50)
Diferencias de conversión	4	-	1	-	-	(5)	-
Variación del perímetro de consolidación	(7)	(4)	-	-	3	1	(7)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	1	81	4	-	-	12	97
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2009</b>	<b>(272)</b>	<b>(45)</b>	<b>(154)</b>	<b>(144)</b>	<b>(297)</b>	<b>(290)</b>	<b>(1.202)</b>
<b>Saldo neto a 31 de diciembre de 2008</b>	<b>423</b>	<b>229</b>	<b>48</b>	<b>40</b>	<b>161</b>	<b>326</b>	<b>1.228</b>
<b>Saldo neto a 31 de diciembre de 2009</b>	<b>367</b>	<b>213</b>	<b>54</b>	<b>33</b>	<b>166</b>	<b>1.252</b>	<b>2.085</b>

- (1) Las inversiones en 2009 y 2008 proceden de la adquisición directa de activos por importe de 102 y 170 millones de euros, respectivamente.
- (2) En el ejercicio 2009, la columna "Derechos de Emisión" incluye 246 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO2 asignados de manera gratuita para el 2009 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2008 por importe de 214 millones de euros. En el ejercicio 2008, la columna "Derechos de Emisión" incluye 278 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO2 asignados de manera gratuita para el 2008 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2007 por importe de 3 millones de euros (ver nota 36).
- (3) Ver nota 30.

A 31 de diciembre de 2009 el Grupo poseía 205 millones de euros de activos intangibles con vida útil indefinida correspondientes a concesiones de distribución eléctrica en España a través del Grupo Gas Natural. A 31 de diciembre de 2008 Repsol YPF no poseía activos intangibles con vida útil indefinida.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2009 y 2008 a 75 y 83 millones de euros, respectivamente.

Los derechos de traspaso, superficie y usufructo, los costes de abanderamiento e imagen, los contratos de suministro en exclusiva y las concesiones administrativas son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en el apartado 4.5 de la nota 4.

## (8) INMOVILIZADO MATERIAL

La composición y el movimiento del epígrafe “Inmovilizado material” y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es la siguiente:

	Millones de euros							
	Terrenos, Edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovilizado material	Inmovilizado en curso	Total
<b>COSTE</b>								
Saldo a 1 de enero de 2008 .....	2.109	18.699	27.131	1.318	1.384	1.511	1.995	54.147
Inversiones (1)	18	302	1.757	565	7	105	2.001	4.755
Retiros o bajas	(12)	(120)	(4)	(88)	(5)	(18)	(10)	(257)
Diferencias de conversión	24	39	1.583	68	31	18	44	1.807
Variación del perímetro de consolidación	(39)	(42)	(292)	(8)	(2)	(18)	(8)	(409)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	43	584	(563)	(7)	24	61	(638)	(496)
Saldo a 31 de diciembre de 2008 .....	2.143	19.462	29.612	1.848	1.439	1.659	3.384	59.547
Inversiones (1)	12	261	1.099	583	4	55	2.232	4.246
Retiros o bajas	(27)	(372)	(11)	(19)	(8)	(27)	(384)	(848)
Diferencias de conversión	(35)	(70)	(1.043)	(72)	(21)	(15)	(5)	(1.261)
Variación del perímetro de consolidación	107	4.227	326	136	42	31	421	5.290
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	365	1.173	19	4	113	(23)	(1.714)	(63)
Saldo a 31 de diciembre de 2009 .....	2.565	24.681	30.002	2.480	1.569	1.680	3.934	66.911
<b>AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS</b>								
Saldo a 1 de enero de 2008 .....	(677)	(10.987)	(16.370)	(795)	(542)	(1.100)	-	(30.471)
Amortizaciones	(48)	(916)	(1.644)	(266)	(51)	(73)	-	(2.998)
Retiros o bajas	5	107	2	56	4	11	-	185
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	3	(5)	51	-	-	-	-	49
Diferencias de conversión	(9)	(86)	(965)	(30)	(23)	(8)	-	(1.121)
Variación del perímetro de consolidación	22	54	150	8	1	23	-	258
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	4	25	626	(3)	(8)	1	-	645
Saldo a 31 de diciembre de 2008.....	(700)	(11.808)	(18.150)	(1.030)	(619)	(1.146)	-	(33.453)
Amortizaciones	(48)	(1.144)	(1.886)	(249)	(55)	(85)	-	(3.467)
Retiros o bajas	22	335	9	11	8	20	-	405
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	-	16	150	-	-	-	-	166
Diferencias de conversión	8	66	673	28	15	8	-	798
Variación del perímetro de consolidación	(8)	29	(203)	(2)	1	1	-	(182)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(2)	645	29	10	-	40	-	722
Saldo a 31 de diciembre de 2009 .....	(728)	(11.861)	(19.378)	(1.232)	(650)	(1.162)	-	(35.011)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2008 .....	1.443	7.654	11.462	818	820	513	3.384	26.094
Saldo neto a 31 de diciembre de 2009 (4).....	1.837	12.820	10.624	1.248	919	518	3.934	31.900

(1) En 2009 las principales inversiones se realizaron en Argentina (896 millones de euros), en Estados Unidos (265 millones de euros), en Brasil (211 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (226 millones de euros), en Libia (136 millones de euros), en Canadá (111 millones de euros) y en España (2.162 millones de euros). En 2008 las principales inversiones se realizaron en Argentina (1.480 millones de euros), en Estados Unidos (415 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (394 millones de euros), en Libia (230 millones de euros), en Canadá (155 millones de euros) y en España (1.779 millones de euros).

(2) En 2009 incluye 676 millones de euros de reclasificaciones a activos no corrientes mantenidos para la venta de activos de distribución de gas en Cantabria, Murcia y Madrid, activos de generación eléctrica por ciclos combinados de México, así como activos en Colombia, todos ellos poseídos a través de Gas Natural. En 2009 también incluye una disminución por importe de 71 millones de euros correspondientes al almacenamiento de gas de Gaviota (pertenecientes a la sociedad Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.) que se han reclasificado como Activos no corrientes mantenidos para la venta. En 2008 se incluyeron 99 millones de euros relacionados con la adquisición de derechos de exploración en Libia pendientes de pago.

(3) (Ver nota 10).

(4) A 31 de diciembre de 2009 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 151 millones de euros, respectivamente.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 763 y 3.934 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 720 y 3.384 millones de euros a 31 de diciembre de 2008, respectivamente. Los importes correspondientes a terrenos están incluidos dentro del epígrafe "Terrenos, edificios y otras construcciones" del cuadro anterior.

El epígrafe “Inmovilizado material” incluye elementos totalmente amortizados por

importe de 10.899 y 10.349 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

Repsol YPF capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la nota 4. En 2009 y 2008, el coste medio de activación ha sido 4,52% y 5,69% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 122 y 67 millones de euros, respectivamente. Dichos importes figuran registrados en el epígrafe “Resultado financiero” de la cuenta de resultados adjunta.

Dentro del epígrafe “Inmovilizado material” se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 122 y 135 millones de euros al 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2010 y 2054.

En los ejercicios 2009 y 2008 se incluyen 2.024 y 730 millones de euros, respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre de estos ejercicios destacan los buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL por importe de 754 y 641 millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente, así como los gasoductos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe a 31 de diciembre de 2009 ascendía a 1.245 millones de euros (ver nota 23).

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol YPF asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos del inmovilizado material, con las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

## (9) INVERSIONES INMOBILIARIAS

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2008	38	(4)	34
Retiros o bajas	(4)	-	(4)
Dotación de amortización y otros movimientos	3	(2)	1
Saldo a 31 de diciembre de 2008	37	(6)	31
Retiros o bajas	(1)	-	(1)
Reclasificaciones	5	-	5
Saldo a 31 de diciembre de 2009	41	(6)	35

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2009 y 2008 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 90 y 112 millones de euros respectivamente.

Los ingresos registrados en 2009 y 2008 relacionados con las inversiones inmobiliarias fueron inferiores a 1 millón de euros en cada ejercicio.

#### **(10) PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS**

Repsol YPF realiza una valoración de sus activos intangibles, elementos del inmovilizado material u otros activos fijos siempre que existan indicios de que se haya producido una pérdida de valor, y al menos con carácter anual, con objeto de determinar si se ha producido un deterioro en el valor de los mismos. Estas valoraciones se realizan de acuerdo con los principios generales establecidos en la nota 4.

Durante el ejercicio 2009 el registro de correcciones valorativas en activos no corrientes ha supuesto una recuperación de valor neta de 74 millones de euros.

Dicha cifra incluye una pérdida de 50 millones de euros por depreciación del valor de los derechos de emisión (ver nota 36), cuyo efecto se ha visto compensado casi en su totalidad por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos por el Plan Nacional de Asignación correspondientes al ejercicio 2009.

Asimismo, se incluye una reversión de pérdidas de valor de los negocios en Argentina, registradas en ejercicios anteriores, por importe de 172 millones de euros. Esta reversión se ha originado por la reevaluación durante el ejercicio 2009 de la configuración de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) en las que se agrupan los activos de upstream en Argentina. Hasta 2008 cada campo se consideraba una UGE individual. A partir de 2009, teniendo en cuenta y fundamentalmente como consecuencia de la evolución de ciertas condiciones económicas, operativas y comerciales en las que el Grupo desarrolla la actividad en dicho país, los citados activos se han agrupado en cuatro UGEs que son mejor reflejo de la forma en que actualmente el Grupo toma sus decisiones de gestión de dichos activos. Las referidas nuevas UGEs son las siguientes: una que agrupa los activos de los campos con reservas básicamente de crudo, y tres que agrupan los activos de campos con reservas básicamente de gas en función de las cuencas del país (Neuquina, Noroeste y Austral).

Durante el ejercicio 2008 las pérdidas de valor netas registradas correspondientes a activos no corrientes ascendieron a 50 millones de euros, de las cuales 86 millones de euros correspondían a la depreciación de los derechos de emisión (ver nota 7) y cuyo efecto se vio compensado casi en su totalidad por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos por el Plan Nacional de Asignación correspondientes al ejercicio 2008.

El resto de las correcciones valorativas correspondientes al ejercicio 2008, que ascienden a una reversión neta de 36 millones de euros, corresponden fundamentalmente a la recuperación del valor de los activos de exploración y producción de Ecuador por importe de 42 millones de euros debido a la evolución favorable de los parámetros del negocio.

#### **(11) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN**

El detalle de la inversión en sociedades asociadas más significativas, que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación, a 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:



	Millones de euros	
	2009	2008
Peru LNG Company Llc.....	217	232
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A. ....	29	37
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago .....	44	53
Transportadora de Gas del Perú, S.A. ....	41	38
Transierra, S.A. ....	20	19
Dynasol Elastómeros, S.A. de CV .....	25	25
Atlantic LNG 4 .....	41	26
Oleoductos del Valle, S.A. ....	14	14
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd .....	23	23
Terminales Marítimos Patagónicos, S.A. (Termap) .....	10	10
Enirepsa Gas Limited .....	7	2
Otras sociedades puestas en equivalencia .....	60	46
	<u>531</u>	<u>525</u>

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades consolidadas del Grupo.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Saldo al inicio del ejercicio .....	525	537
Adquisiciones (1) .....	11	99
Desinversiones .....	(1)	(1)
Variaciones del perímetro de consolidación (2).....	128	(18)
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia (3) .....	86	66
Dividendos repartidos .....	(86)	(110)
Diferencias de conversión .....	1	22
Reclasificaciones y otros movimientos (4).....	(133)	(70)
Saldo al cierre del ejercicio .....	<u>531</u>	<u>525</u>

- (1) En 2009 incluye las aportaciones realizadas al capital de Enirepsa. En 2008 correspondía fundamentalmente a aportaciones en Perú LNG y ENIREPSA.
- (2) En 2009 se corresponde básicamente a la incorporación del balance de Unión Fenosa en Gas Natural (131 millones de euros, importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural) (ver nota 30). En 2008 se reclasificó la participación en West Siberian a "Activos financieros disponibles para la venta" como consecuencia de la dilución de la participación del Grupo en esta sociedad.
- (3) En 2009 los resultados más significativos se corresponden con los beneficios de Atlantic LNG (34 millones de euros), CLH (26 millones de euros), Atlantic 4 (16 millones de euros) y Unión Fenosa por el periodo marzo-abril (ver nota 30) en que se registró por el método de la participación en el Grupo Gas Natural (14 millones de euros). En 2008 los resultados más significativos corresponden a las ganancias en Atlantic LNG (62 millones de euros), CLH (23 millones de euros) y West Siberian (17 millones de euros) compensadas parcialmente con pérdidas en Enirepsa (49 millones de euros).
- (4) El movimiento de 2009 incluye la reclasificación de un 13% de participación de Gas Natural en Indra Sistemas S.A., que fue vendida el 2 de julio de 2009, a activos no corrientes mantenidos para la venta (99 millones de euros); también incluye la reclasificación del 5% de participación restante en dicha sociedad (38 millones de euros) a activos financieros disponibles para la venta (ver nota 13). Ambas cifras corresponden al importe proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural.  
En 2008 se reclasificó la participación en West Siberian a activos financieros disponibles para la venta como consecuencia de la dilución de la participación del Grupo en esta sociedad.

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene influencia significativa en su gestión,

basada en el hecho de que el Grupo tiene suficiente representación en su Consejo de Administración, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por puesta en equivalencia:

<u>Sociedad</u>	<u>% Participación</u>
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.(1)	18,00%
Regasificadora del Noroeste, S.A. (1)	11,60%
Gasoducto Oriental, S.A.	16,66%
Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), S.A.	15,00%
Transportadora de Gas de Perú - TGP	10,00%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	10,00%
Qalhat LNG S.A.O.C (1)	3,70%

(1) Sociedades participadas a través del Grupo Gas Natural, consolidado por integración proporcional.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol YPF, calculadas de acuerdo al porcentaje de participación poseído en las mismas, a 31 de diciembre de 2009 y 2008 (ver Anexo I):

	Millones de euros	
	2009	2008
Total Activos .....	1.903	1.627
Total Patrimonio.....	531	525
Ingresos.....	670	525
Resultado del periodo .....	86	66

**(12) ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS.**

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2009 y 2008, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2009	2008
Fondo comercio	27	-
Inmovilizado material y otros activos intangibles	562	151
Otros activos no corrientes	55	1
Activos corrientes	102	11
	<u>746</u>	<u>163</u>
Pasivos no corrientes	155	2
Pasivos corrientes	30	10
	<u>185</u>	<u>12</u>
	<u>561</u>	<u>151</u>

El movimiento en este epígrafe en el ejercicio 2009, ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Saldo neto al inicio del ejercicio	151	80
Dotación provisión	(9)	(12)
Bajas y retiros (1)	(487)	(16)
Diferencias de conversión	(5)	66
Variaciones del perímetro de consolidación	(2)	-
Reclasificaciones y otros (2)	913	33
Saldo neto al cierre del ejercicio	<u>561</u>	<u>151</u>

- (1) En 2009 incluye la venta del 13% de participación en Indra Sistemas (99 millones de euros) y la venta de otras sociedades (418 millones de euros) clasificadas durante el ejercicio como activos no corrientes mantenidos para la venta y posteriormente vendidas también en 2009 (ver nota 31). Las citadas transacciones se han realizado a través de Gas Natural y los importes mencionados corresponden a la participación del Grupo Repsol en dicha sociedad, excepto por los porcentajes que se reflejan por el 100% de la participación de Gas Natural.
- (2) En el ejercicio 2009 incluye principalmente, la reclasificación del 13% de participación en Indra Sistemas desde el epígrafe activos financieros disponibles para la venta (99 millones de euros) y la reclasificación de los activos de generación de electricidad en México y de distribución de gas natural en la Comunidad Autónoma de Madrid (752 millones de euros). Las citadas transacciones se han realizado a través de Gas Natural y los importes mencionados corresponden a la participación del Grupo Repsol en dicha sociedad, excepto por los porcentajes que se reflejan por el 100% de la participación de Gas Natural.
- En el ejercicio 2008, incluía la reclasificación desde los distintos epígrafes del balance de situación de los activos de generación de electricidad en Venezuela (80 millones de euros).

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural ha acordado la venta en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid de la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y PYMES y de la rama de actividad de prestación de servicios comunes en esta zona. Esta operación se realizó en el marco del plan de actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de Competencia en relación con la adquisición de Unión Fenosa y está sujeta a la aprobación por las autoridades regulatorias y de competencia que se espera completar en mayo de 2010. Desde esta fecha estos activos se han considerado como mantenidos para la venta. El importe acordado de la venta asciende a 240 millones de euros. Los activos clasificados en el epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta" ascienden a 112 millones de euros y los pasivos relacionados suponen 20 millones de euros.

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural acordó la desinversión de varias sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de México con una capacidad de generación total de 2.233 MW y el Gasoducto del Río. Esta operación se encuentra sujeta a la aprobación de las autoridades mejicanas y se espera que se complete en abril de 2010. El valor total de la operación asciende a 368 millones de dólares (254 millones de euros). Gas Natural recibirá adicionalmente el reembolso efectivo de deudas de las compañías por importe de 72 millones de dólares (50 millones de euros). Los activos clasificados en el epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta" ascienden a 397 millones de euros y los pasivos relacionados suponen 125 millones de euros. Todos los importes corresponden a la parte proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural.

Adicionalmente este epígrafe incluye a 31 de diciembre de 2009 los activos correspondientes a la Sociedad Termobarrancas y a la licencia de Gas de Barrancas, en

Venezuela, que se han clasificado en esta naturaleza tras alcanzar un acuerdo de compraventa y de cesión con las compañías PDVSA y PDVSA Gas, respectivamente.

Los activos y pasivos asociados de EPSA en Colombia mantenidos a través de Gas Natural se han clasificado como actividades interrumpidas, dado que se consideran componentes que representan una línea de negocio significativa (Generación de electricidad en Colombia) del segmento Gas Natural. El resto de los activos y pasivos asociados a los activos y grupos considerados como mantenidos para la venta no representan una línea de negocio o área geográfica significativa de operaciones, por lo que no se han considerado actividades interrumpidas.

El desglose por naturalezas del epígrafe “Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas” en el ejercicio 2009 es el siguiente:

	<u>Millones de euros</u>
Ingresos de explotación	56
Gastos de explotación	<u>(31)</u>
<b>Resultado de explotación</b>	<b>25</b>
Resultado financiero	-
Resultado por venta de activos	<u>3</u>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>28</b>
Impuesto sobre beneficios	<u>(16)</u>
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas	<u><u>12</u></u>

### (13) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	<u>Millones de euros</u>	
	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Activos financieros no corrientes	1.732	2.465
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (1)	-	9
Otros activos financieros corrientes (2)	713	498
Derivados por operaciones comerciales corrientes (3)	20	49
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	<u>2.308</u>	<u>2.922</u>
	<u><u>4.773</u></u>	<u><u>5.943</u></u>

(1) Recogidos en el epígrafe “Otros activos no corrientes”.

(2) Incluye 381 millones de euros correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural.

(3) Recogidos en el epígrafe “Otros deudores”

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2009 y 2008, clasificados por clases de activos es el siguiente:

31 de diciembre de 2009							
Valor contable							
NATURALEZA / CATEGORIA	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
		razonable con cambios en resultados					
Instrumentos de Patrimonio	-	-	173	-	-	-	173
Derivados	-	-	-	-	-	86	86
Otros activos financieros	-	72	-	1.339	62	-	1.473
<b>Largo plazo / No corriente</b>	-	<b>72</b>	<b>173</b>	<b>1.339</b>	<b>62</b>	<b>86</b>	<b>1.732</b>
Derivados	25	-	-	-	-	137	162
Otros activos financieros (1)	-	226	-	503	2.150	-	2.879
<b>Corto plazo / Corrientes</b>	<b>25</b>	<b>226</b>	-	<b>503</b>	<b>2.150</b>	<b>137</b>	<b>3.041</b>
<b>TOTAL</b>	<b>25</b>	<b>298</b>	<b>173</b>	<b>1.842</b>	<b>2.212</b>	<b>223</b>	<b>4.773</b>

31 de diciembre de 2008							
Valor contable							
NATURALEZA/CATEGORIA	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
		razonable con cambios en resultados					
Instrumentos de Patrimonio	-	-	881	-	-	-	881
Derivados	15	-	-	-	-	131	146
Otros activos financieros	-	81	-	1.295	71	-	1.447
<b>Largo plazo / No corriente</b>	<b>15</b>	<b>81</b>	<b>881</b>	<b>1.295</b>	<b>71</b>	<b>131</b>	<b>2.474</b>
Derivados	108	-	-	-	-	149	257
Otros activos financieros (1)	-	203	-	125	2.884	-	3.212
<b>Corto plazo / Corrientes</b>	<b>108</b>	<b>203</b>	-	<b>125</b>	<b>2.884</b>	<b>149</b>	<b>3.469</b>
<b>TOTAL</b>	<b>123</b>	<b>284</b>	<b>881</b>	<b>1.420</b>	<b>2.955</b>	<b>280</b>	<b>5.943</b>

- (1) En los epígrafes “Clientes por ventas y prestaciones de servicios” y “Otros deudores” del balance se incluyen 6.533 y 6.343 millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente, de cuentas a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior.

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Activos financieros mantenidos para negociar	1	-	24	123	-	-	25	123
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	298	284	-	-	-	-	298	284
Activos financieros disponibles para la venta (1)	103	823	-	-	-	-	103	823
Derivados de cobertura	-	-	223	280	-	-	223	280
<b>Total</b>	<b>402</b>	<b>1.107</b>	<b>247</b>	<b>403</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>649</b>	<b>1.510</b>

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

(1) No incluye 70 y 58 millones de euros en 2009 y 2008 correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39 (ver Nota 4.10, Activos financieros corrientes y no corrientes).

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo con su clasificación por naturaleza:

13.1) Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable.

13.2) Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados en los ejercicios 2009 y 2008 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión colectiva.

13.3) Activos financieros disponibles para la venta

Corresponden fundamentalmente a participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Saldo al inicio del ejercicio	881	138
Inversiones (1)	240	531
Desinversiones (2)	(87)	(4)
Ajustes a valor razonable (3)	48	(72)
Variaciones del perímetro de consolidación (4)	(951)	(8)
Reclasificaciones y otros movimientos (5)	42	296
Saldo al cierre del ejercicio (6)	173	881

- (1) En 2009 y 2008 incluye 239 y 517 millones de euros, respectivamente, correspondientes a los desembolsos por la compra de participaciones en Unión Fenosa (ver nota 30). Esta transacción se ha realizado a través de Gas Natural y los importes mencionados corresponden a la participación del Grupo en dicha sociedad.
- (2) En 2009 incluye la venta del 5% de participación en Enagás por un importe de 48 millones de euros, que generó un beneficio antes de impuestos de 31 millones de euros, registrado en el epígrafe resultado financiero, reduciendo por el mismo importe los Ajustes por cambios de valor. También incluye en 2009 la venta del 1% de Isagen S.A. E.S.P. por un importe de 20 millones de euros y del 1% de Red Eléctrica Corporación S.A. por importe de 11 millones de euros; ambas transacciones no han generado resultados. Todas las operaciones descritas han sido realizadas por el grupo Gas Natural y los importes citados corresponden a la participación en dicho grupo, excepto los porcentajes que se mencionan al 100%.
- (3) En 2009 y 2008 incluye la valoración a valor razonable de West Siberian Resources (32 millones de euros en 2009 y -36 millones de euros en 2008), Unión Fenosa (22 millones de euros en 2009 y -22 millones de euros en 2008) y Enagás (-10 millones de euros en 2009 y -16 millones de euros en 2008).
- (4) Corresponde casi en su totalidad al traspaso de la inversión en Unión Fenosa como consecuencia de su consolidación desde el 28 de febrero de 2009 (ver nota 30).
- (5) En 2008 incluye la adquisición de un 4,72% adicional de Unión Fenosa realizado por Gas Natural por un importe de 239 millones de euros, con pago aplazado.
- (6) En 2008 correspondía principalmente a la participación en Unión Fenosa (736 millones de euros) y Enagás (58 millones de euros).

13.4) Préstamos y partidas por cobrar

Los préstamos y partidas a cobrar del Grupo, incluidas aquellas de carácter comercial, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2009	2008
Préstamos y partidas a cobrar (1)	1.842	1.420
Clientes por ventas y prestación de servicios	4.644	4.228
Otros deudores	1.909	2.164
(Menos: derivados por operaciones comerciales corrientes)	(20)	(49)
<b>Total</b>	<b>8.375</b>	<b>7.763</b>

(1) De acuerdo con el cuadro del inicio de esta nota

En el siguiente desglose se detallan el valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar de los que dispone el Grupo:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2009	2008	2009	2008
<b>a) Activos financieros (1) (2):</b>				
Otros activos financieros no corrientes	1.339	1.295	1.308	1.254
Otros activos financieros corrientes	503	125	503	125
	1.842	1.420	1.811	1.379
<b>b) Cuentas comerciales corrientes:</b>				
Clientes por ventas y prestación de servicios	4.644	4.228	4.644	4.228
Clientes	5.039	4.558	5.039	4.558
(Menos: provisión para insolvencias)	(395)	(330)	(395)	(330)
Otros deudores (3)	1.889	2.115	1.889	2.115
	6.533	6.343	6.533	6.343
<b>Total</b>	<b>8.375</b>	<b>7.763</b>	<b>8.344</b>	<b>7.722</b>

- (1) Entre las inversiones financieras corrientes y no corrientes figuran préstamos a sociedades consolidadas, por la parte no eliminada en el proceso de consolidación, por importe de 345 y 376 millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente. Adicionalmente, en 2009 y 2008 se incluye el préstamo concedido a Petersen, como consecuencia de la venta de una participación en YPF, por 813 y 782 millones de euros, respectivamente (ver nota 31).
- (2) La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior (sin considerar la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad) corresponde a un interés medio del 7,63% y 8,30% en 2009 y 2008.
- (3) Los citados importes no incluyen 20 millones de euros en 2009 y 49 millones de euros en 2008 correspondientes a derivados por operaciones comerciales.

El vencimiento de las Inversiones incluidas en el epígrafe de préstamos y partidas a cobrar no corrientes es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2009	2008
2010	-	3
2011	23	1
2012	23	-
2013	63	117
2014	64	66
Años posteriores (1)	1.166	1.108
	<u>1.339</u>	<u>1.295</u>

(1) Incluye el préstamo concedido a Petersen, como consecuencia de la venta de una participación en YPF, por 813 millones de euros en 2009 y 782 millones de euros en 2008, que devenga un interés anual de un 8,12%.

El movimiento de la provisión para insolvencias en los ejercicios 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Saldo al inicio del ejercicio .....	330	350
Dotación/(reversión) pérdidas de valor .....	23	57
Variaciones de perímetro de consolidación .....	86	(31)
Bajas .....	(42)	(50)
Diferencias de conversión .....	(2)	4
Saldo al cierre del ejercicio .....	<u>395</u>	<u>330</u>

### 13.5) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detallan las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2009 y 2008:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2009	2008	2009	2008
Inversiones Financieras no corrientes ...	62	71	62	71
Inversiones Financieras temporales.....	26	60	26	60
Equivalentes de efectivo .....	1.045	1.494	1.045	1.494
Caja y Bancos .....	1.079	1.330	1.079	1.330
	<u>2.212</u>	<u>2.955</u>	<u>2.212</u>	<u>2.955</u>

Las inversiones financieras ascienden a 2.212 y 2.955 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente, y corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales. Estas inversiones financieras han devengado un interés medio del 1,51% y 4,36% en 2009 y 2008, respectivamente.

El vencimiento de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, es el siguiente:



Vencimiento en	Millones de euros	
	2009	2008
2010	-	40
2011	16	9
2012	25	22
2013	-	-
2014	-	-
Años posteriores	21	-
	<u>62</u>	<u>71</u>

#### (14) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es la siguiente:

	Millones de euros		
	Coste	Provisión por depreciación	Neto
<b>A 31 de diciembre de 2009</b>			
Crudo y Gas natural	1.425	-	1.425
Productos terminados y semiterminados	2.365	(8)	2.357
Materiales y otras existencias	473	(22)	451
	<u>4.263</u>	<u>(30)</u>	<u>4.233</u>
<b>A 31 de diciembre de 2008</b>			
Crudo y gas natural	982	-	982
Productos terminados y semiterminados	2.486	(253)	2.233
Materiales y otras existencias	449	(23)	426
	<u>3.917</u>	<u>(276)</u>	<u>3.641</u>

En el ejercicio 2009 se registró un ingreso neto de 209 millones de euros en el epígrafe “Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación” y de 36 millones en el epígrafe “Aprovisionamientos” como consecuencia de la valoración de las existencias de productos terminados y de materias primas, respectivamente, al menor entre su coste y su valor neto de realización.

En el ejercicio 2008 se registró un gasto neto de 239 millones de euros en el epígrafe “Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación” como consecuencia de la valoración de las existencias de productos terminados a su valor neto de realización.

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 el importe de existencias de crudo y productos terminados y semiterminados inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ha ascendido a 175 y 93 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado una pérdida de 2 millones de euros en 2009 y una ganancia de 2 millones de euros en 2008.

El Grupo Repsol YPF cumple tanto a 31 de diciembre 2009, como a 31 de diciembre de 2008 con los requisitos sobre existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver nota 2), a través de las sociedades españolas que integran el Grupo.

## (15) PATRIMONIO NETO

### 15.1) Capital social

El capital social suscrito a 31 de diciembre de 2009 y 2008 está representado por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las bolsas de valores españolas, de Nueva York y de Buenos Aires.

Los Estatutos de Repsol YPF, S.A. limitan al 10% del Capital Social con derecho a voto el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo.

A la última fecha disponible las participaciones más significativas en el capital social de Repsol YPF eran las siguientes:

Accionista	% total sobre el capital social
Sacyr Vallehermoso, S.A. (1)	20,01
Criteria Caixa Corp. (2)	14,31
Petróleos Mexicanos (3)	4,81

- (1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.
- (2) Criteria Caixa Corp. ostenta un 9,28% de forma directa y un 5,02% de forma indirecta a través de Repinves, S.A. (sociedad participada por Criteria Caixa Corp. en un 67,60%).
- (3) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 4,81% del capital social de la Compañía.

Adicionalmente, las entidades Barclays Global Investors, NA, Barclays Global Investors, Ltd., Barclays Global Fund Advisors y Barclays Global Investors (Deutschland) AG, informaron a la CNMV en enero de 2008 de la existencia de un acuerdo de ejercicio concertado del derecho de voto en Repsol YPF por una participación del 3,22%. El pasado 4 de febrero de 2010, la entidad Blackrock, Inc. notificó a la CNMV que, como consecuencia de la adquisición el 1 de diciembre de 2009 del negocio de Barclays Global Investors, había pasado a tener una participación indirecta en el capital social de Repsol YPF, S.A. del 3,539% (43.213.390 acciones) a través de la sociedad Blackrock Investment Management (UK).

A 31 de diciembre de 2009 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización oficial:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol YPF, S.A.	1.220.863.463	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	18,73	18,59	euros
			Buenos Aires	102,00	103,80	pesos
			Nueva York	26,66	27,40	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	921.756.951	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	15,09	14,20	euros
YPF	393.312.793	100%	Buenos Aires	162,00	146,37	pesos
			Nueva York	43,75	39,00	dólares
Refinería La Pampilla, S.A.	360.640.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	2,33	2,27	Soles
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina, S.A.) (1)	13.439.520	100%	Bolsa Boliviana de Valores			
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas	40,50	39,82	euros
Serie D	1.689.049	100,00%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)			

(1) YPFB Andina, S.A. no ha tenido movimientos durante el ejercicio 2009.

## 15.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2009 y 2008 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

## 15.3) Reservas

### Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

### Reserva de revalorización

El saldo de la cuenta "Reserva de revalorización" Real Decreto-Ley 7/1996, de 7 de junio puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos de ejercicios anteriores o del ejercicio actual o futuros y a la ampliación de capital social. A partir del 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entiende realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados sean transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad. El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos. Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la prevista en el Real Decreto-Ley 7/1996, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

### Otras reservas

Incluye fundamentalmente la reserva de transición a NIIF, que recoge los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional, que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004) y todas aquellos resultados generados y no repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

#### 15.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 14 de mayo de 2009, autorizó al Consejo de Administración "para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 5% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa".

La autorización tiene una duración de 18 meses, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2008.

En 2009, Repsol YPF enajenó un total de 12.229.428 acciones propias, representativas del 1,001% del capital social de la compañía, con valor nominal de 12,22 millones de Euros, y por un importe efectivo bruto de 230,47 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2009, Repsol YPF, S.A. o cualquiera de sus sociedades filiales, no mantienen acciones de la sociedad dominante.

Durante el ejercicio 2008 y al amparo de las autorizaciones anteriores conferidas por la Junta General Ordinaria de Accionistas, se adquirieron 12.924.428 acciones propias, que representaban el 1,06% del capital, por un importe de 261,73 millones de euros, con un valor nominal de 12,92 millones de euros. Asimismo, Repsol YPF enajenó en 2008 695.000 acciones, por un importe de 17,5 millones de euros cuyo valor nominal ascendía a 0,69 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2008 el Grupo mantenía un total de 12.229.428 acciones de la sociedad dominante cuyo coste de adquisición ascendió a 244,79 millones de euros.

#### 15.5) Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

##### Por activos financieros disponibles para la venta

Recoge los beneficios y las pérdidas, netos de su efecto fiscal, correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría de activos financieros disponibles para la venta.

##### Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de

instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver epígrafe 4.22 de la nota 4 y nota 19).

#### Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la nota 3, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero según el procedimiento descrito en el epígrafe 4.22 de la nota 4 (ver nota 19).

El movimiento de los ajustes por cambio de valor se presenta en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos en cada concepto por los importes brutos de su efecto fiscal. Los efectos fiscales correspondientes a los movimientos presentados en dicho estado durante los ejercicios 2009 y 2008, son los siguientes:

	Millones de euros					
	Efecto en Patrimonio Neto		Trasferencia a Pérdidas y Ganancias		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(15)	21	5	1	(10)	22
Por coberturas de flujos de efectivo	3	42	(12)	(1)	(9)	41
Diferencias de conversión	(143)	141	-	(4)	(143)	137
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(2)	-	-	-	(2)	-
	<u>(157)</u>	<u>204</u>	<u>(7)</u>	<u>(4)</u>	<u>(164)</u>	<u>200</u>

#### 15.6) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2009 y 2008 corresponde a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2009	2008
YPF, S.A.	790	879
Sociedades del Grupo Unión Fenosa (1)	322	-
Petronor, S.A.	93	85
Refinería La Pampilla, S.A.	84	69
CEG y CEG Río	56	40
Repsol Comercial de P.P., S.A.	30	27
Gas Natural ESP	24	27
EMPL	16	11
Gas Natural México, S.A. de CV	13	13
Otras compañías	12	19
Total	<u>1.440</u>	<u>1.170</u>

(1) La variación se ha producido por la adquisición de Unión Fenosa realizada por Gas Natural SDG en 2009. Dentro de este importe se incluyen acciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A., del Grupo Gas Natural por un importe nominal de 225 millones de euros (importe proporcional correspondiente al porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural).

#### 15.7) Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el que se detalla a

continuación:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Resultado procedente de operaciones interrumpidas (millones de euros)	12	-
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	1.559	2.555
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.211	1.215
<b>BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (Euros) (1)</b>	<b><u>2009</u></b>	<b><u>2008</u></b>
Básico	1,29	2,10
Diluido	1,29	2,10

(1) El beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante en el ejercicio 2009 incluye un beneficio correspondiente a las actividades interrumpidas, que asciende a 0,01 euros por acción.

## **(16) DIVIDENDOS**

A continuación se detallan los dividendos pagados por Repsol YPF, S.A. en los ejercicios 2009 y 2008:

	<u>31/12/2009</u>			<u>31/12/2008</u>		
	<u>% sobre Nominal</u>	<u>Euros por acción</u>	<u>Importe (1)</u>	<u>% sobre Nominal</u>	<u>Euros por acción</u>	<u>Importe (2)</u>
Acciones ordinarias	147,5%	1,475	1.801	100%	1,00	1.220
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
<b>Dividendos totales pagados</b>						
a) Dividendos con cargo a resultados	147,5%	1,475	1.801	100%	1,00	1.220
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

(1) Este importe corresponde al pago del dividendo a cuenta y complementario del ejercicio 2008 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2009 (pagado el 22 de diciembre de 2009), e incluye, 14 millones de euros correspondientes a acciones en patrimonio propias en poder del Grupo en el momento del pago.

(2) Este importe corresponde al pago del dividendo a cuenta y complementario del ejercicio 2007, e incluye 3 millones de euros de dividendos correspondientes a acciones en patrimonio propias.

El dividendo a cuenta de los beneficios de los ejercicios 2009 y 2008 recoge el dividendo bruto por acción distribuido por Repsol YPF, S.A. a cuenta de los beneficios de cada ejercicio. En 2009 el importe ascendió a 519 millones de euros (0,425 euros brutos por acción) y en 2008 a 641 millones de euros, si bien el importe que figura en el balance consolidado de 2008 es de 634 millones de euros (0,525 euros brutos por acción multiplicado por un número de acciones calculado una vez descontadas las acciones de la sociedad dominante poseídas a la fecha de pago).

El dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2008, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 14 de Mayo de 2009, ascendió a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción); de este importe, 7 millones de euros correspondía a acciones de la sociedad dominante poseídas a la fecha de pago del mismo.

En la propuesta de distribución de resultados correspondiente al ejercicio 2009 de Repsol YPF, S.A., que se presentará para su aprobación a la próxima Junta General de Accionistas, se solicitará la distribución de un dividendo complementario del ejercicio

2009, pagadero a partir del 8 de julio de 2010, de 519 millones de euros (0,425 euros brutos por acción).

### (17) PASIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2009	2008
Pasivos financieros no corrientes	15.411	10.432
Derivados por operaciones comerciales (1)	1	5
Pasivos financieros corrientes	3.499	1.853
Derivados por operaciones comerciales (2)	42	23
	<u>18.953</u>	<u>12.313</u>

(1) Registrados en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” del balance.

(2) Registrados en el epígrafe “Otros acreedores” del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2009 y 2008, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2009				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	-	5.343	-	5.343	5.343
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	9.925	-	9.925	10.489
Derivados	10	-	134	144	144
<b>Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes</b>	<b>10</b>	<b>15.268</b>	<b>134</b>	<b>15.412</b>	<b>15.976</b>
Deudas con entidades de crédito	-	1.807	-	1.807	1.807
Obligaciones y otros valores negociables	-	1.626	-	1.626	1.695
Derivados	69	-	39	108	108
<b>Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes</b>	<b>69</b>	<b>3.433</b>	<b>39</b>	<b>3.541</b>	<b>3.610</b>
<b>TOTAL</b>	<b>79</b>	<b>18.701</b>	<b>173</b>	<b>18.953</b>	<b>19.586</b>

**31 de diciembre de 2008**

	<b>Pasivos financieros mantenidos para negociar</b>	<b>Débitos y partidas a pagar</b>	<b>Derivados de cobertura</b>	<b>Total</b>	<b>Valor Razonable</b>
Deudas con entidades de crédito	-	1.962	-	1.962	1.970
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	8.156	-	8.156	7.914
Derivados	34	-	285	319	319
<b>Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes</b>	<b>34</b>	<b>10.118</b>	<b>285</b>	<b>10.437</b>	<b>10.203</b>
Deudas con entidades de crédito	-	1.556	-	1.556	1.548
Obligaciones y otros valores negociables	-	251	-	251	245
Derivados	54	-	15	69	69
<b>Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes</b>	<b>54</b>	<b>1.807</b>	<b>15</b>	<b>1.876</b>	<b>1.862</b>
<b>TOTAL</b>	<b>88</b>	<b>11.925</b>	<b>300</b>	<b>12.313</b>	<b>12.065</b>

(1) Incluye acciones preferentes por importe de 3.726 y 3.524 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

Nota: A 31 de diciembre de 2009 y 2008, se recogen 1.919 y 721 millones de euros en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y 172 y 31 millones de euros en el epígrafe "Otros acreedores" correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 23).

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	<b>Nivel 1</b>		<b>Nivel 2</b>		<b>Nivel 3</b>		<b>Total</b>	
	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
<b>Pasivos financieros mantenidos para negociar</b>	17	-	62	88	-	-	79	88
<b>Derivados de cobertura</b>	-	-	173	300	-	-	173	300
<b>Total</b>	<b>17</b>	<b>-</b>	<b>235</b>	<b>388</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>252</b>	<b>388</b>

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

La distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2009 y 2008 se detalla en el apartado 18.2 sobre el riesgo de liquidez de la nota 18.

Repsol YPF obtiene financiación en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (véase nota 19.3 Coberturas de inversión neta).

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	<b>2009</b>		<b>2008</b>	
	<b>Volumen medio</b>	<b>Coste medio</b>	<b>Volumen medio</b>	<b>Coste medio</b>
Deudas con entidades de crédito	6.852	4,26%	3.590	5,71%
Acciones Preferentes	3.607	3,85%	3.423	6,02%
Obligaciones	6.267	4,98%	4.809	5,28%
	<b>16.726</b>	<b>4,44%</b>	<b>11.822</b>	<b>5,62%</b>



A continuación se detallan las emisiones, recompras y reembolsos de valores representativos de deuda (registradas en los epígrafes “Obligaciones y otros valores negociables corrientes y no corrientes”) que han tenido lugar durante los ejercicios 2009 y 2008:

	Saldo al 31/12/2008	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2009
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	7.756	3.170	(685)	456	10.697
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	-	-	-	2	2
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	651	119	(81)	163	852
<b>TOTAL</b>	<b>8.407</b>	<b>3.289</b>	<b>(766)</b>	<b>621</b>	<b>11.551</b>

	Saldo al 31/12/2007	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2008
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	7.682	186	(186)	74	7.756
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	700	-	(77)	28	651
<b>TOTAL</b>	<b>8.382</b>	<b>186</b>	<b>(263)</b>	<b>102</b>	<b>8.407</b>

El 27 de marzo de 2009, Repsol YPF, a través de su filial Repsol International Finance, B.V. (Holanda), emitió bonos garantizados por importe de 1.000 millones de euros, con vencimiento en 2014. El saldo vivo a 31 de diciembre de 2009 de la citada emisión asciende a 1.000 millones de euros y tiene una calificación crediticia de Baa1 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch.

El 7 de agosto de 2009, Repsol YPF, a través de su filial Repsol International Finance, B.V. (Holanda), realizó una ampliación del bono con vencimiento 2017 y tipo de interés fijo anual de 4,75% por importe de 150 millones de euros. La calificación crediticia es de Baa1 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch.

El 16 de octubre de 2009, Repsol YPF, a través de su filial Repsol International Finance, B.V. (Holanda), emitió bonos garantizados por importe de 235,791 millones de euros, con vencimiento en 2017 y tipo de interés fijo de 4,75% para intercambiar por un importe equivalente de los bonos anteriormente vigentes con vencimiento 2010 y un tipo de interés del 6%. El saldo vivo a 31 de diciembre de 2009 de la emisión con vencimiento 2017 asciende a 885,791 millones de euros y tiene una calificación crediticia de Baa1 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch. Por otro lado, el saldo vivo a 31 de diciembre de 2009 y 2008 de los bonos con vencimiento 2010 y tipo de interés 6%, asciende a 943,4 millones de euros, y la calificación crediticia de esta emisión es Baa1 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch.

El 9 de Julio de 2009, Gas Natural Capital Markets, S.A., garantizados por Gas Natural SDG, S.A., emitió bonos por importe de 2.000 millones de euros (600 millones de euros

en porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural), con vencimiento 2014 y tipo de interés fijo de 5,25%, así como bonos por importe de 500 millones de euros (150 millones de euros en porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural), con vencimiento 2019 y tipo de interés fijo de 6,37%.

El 2 de Noviembre de 2009, Gas Natural Capital Markets, S.A., garantizados por Gas Natural SDG, S.A., emitió bonos por los siguientes importes y características: 500 millones de euros (150 millones de euros en porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural), con vencimiento 2014 y tipo de interés fijo de 3,12%, 1.000 millones de euros (300 millones de euros en porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural), con vencimiento 2016 y tipo de interés fijo de 4,37%, así como bonos por importe de 750 millones de euros (225 millones de euros en porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural), con vencimiento 2019 y tipo de interés fijo de 5,12%.

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2009 y 2008 en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, sociedades de control conjunto (por el porcentaje no integrado en el proceso de consolidación) o sociedades que no formen parte del Grupo:

	Saldo al 31/12/2008	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2009
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	-	28	-	-	28

	Saldo al 31/12/2007	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2008
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	-	-	-	-	-

En general, la deuda financiera incorpora las cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza.

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, BV, con la garantía de Repsol YPF, S.A., por un importe total de 5.563 millones de euros (correspondientes a un nominal de 5.579 millones de euros), contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o “*cross-default*”), y, a no constituir gravámenes en garantía sobre los bienes de Repsol YPF S.A. por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario-fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas.

Asimismo, en relación con las emisiones de ciertas obligaciones negociables por un importe global de 100 millones de euros (correspondientes a un nominal de 99 millones de euros), YPF, S.A. ha acordado ciertas cláusulas que incluyen entre otras, pagar todos sus pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o “*cross-default*”), y no crear gravámenes que excedan el 15% del total de activos consolidados. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares

de por lo menos un 25% del valor nominal total de dichas obligaciones negociables en circulación, podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

De la misma manera, Gas Natural ha acordado compromisos financieros dentro de los contratos de financiación llevados a cabo con motivo de la adquisición de Unión Fenosa. Dichos compromisos financieros incluyen, entre otros, condiciones para la disposición de activos, el pago de dividendos de Unión Fenosa, S.A., la obtención de financiación, el cambio de control en Gas Natural, así como limitaciones expresadas en forma de ratios y magnitudes financieras. En caso de incumplimiento de los citados compromisos podría declararse el vencimiento anticipado de sus contratos financieros.

Adicionalmente, el Grupo Gas Natural tiene determinados proyectos de inversión (renovables y Unión Fenosa Gas) que han sido financiados de manera específica mediante préstamos que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de préstamos, a 31 de diciembre de 2009 asciende a 293 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural).

#### Acciones Preferentes

El Grupo Repsol YPF a través de su filial Repsol International Capital llevó a cabo, en octubre de 1997, una emisión de acciones preferentes de esta última sociedad por importe de 725 millones de dólares con las siguientes características:

- Dividendo : 7,45% anual, pagadero trimestralmente.
- Plazo : perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del quinto año al valor nominal.
- Garantía : subordinada de Repsol YPF, S.A.
- Retribución : el pago de dividendos preferentes está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias. Si no se devenga el dividendo, no hay obligación posterior de pagarlo.

En mayo y diciembre de 2001, Repsol International Capital realizó dos nuevas emisiones de acciones preferentes por importe de 1.000 y 2.000 millones de euros, respectivamente, cuyas características son las siguientes:

- Dividendo : variable a un tipo, para los 10 primeros años, Euribor a 3 meses con un mínimo del 4% TAE y un máximo del 7% TAE, y a partir del décimo año Euribor más 3,5%. El dividendo será pagadero trimestralmente.
- Plazo : perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del décimo año al valor nominal.
- Garantía : subordinada de Repsol YPF, S.A.
- Retribución : el pago de dividendos será preferente y no acumulativo, está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias.

El valor contable de los citados instrumentos a 31 de diciembre de 2009 y 2008 asciende a 3.547 y 3.524 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe “Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables” de los balances de situación consolidados adjuntos.

Adicionalmente el grupo Gas Natural, a través de Unión Fenosa Financial Services USA, tiene emitidas participaciones preferentes por un valor nominal de 183 millones de euros (importe proporcional a la participación del grupo de Gas Natural).

## (18) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL

### 18.1) Gestión de riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. Repsol YPF dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

#### 18.1.1) Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado:

- **Riesgo de tipo de cambio:** los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que operamos. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Repsol YPF obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver nota 19).

- **Riesgo de tipo de interés:** las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros.

Repsol YPF contrata ocasionalmente derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura (ver nota 19).

- **Riesgo de precio de commodities:** como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados.

Repsol YPF contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como coberturas a efectos de su reconocimiento contable (ver nota 19).

La compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Estas se complementan con otras medidas de riesgo en

aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requiere.

### **Sensibilidad de los instrumentos financieros al riesgo de mercado**

A continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los “ajustes por cambios de valor”) de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*.

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre de cada ejercicio.

- a) **Riesgo de divisa:** La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio como consecuencia de apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Efecto de la variación del tipo de cambio del euro frente al dólar:

	Apreciación (+)/depreciación (-) en el tipo de cambio	2.009	2.008
Efecto en el resultado después de impuestos	5% -5%	23 (25)	(2) 2
Efecto en el patrimonio neto	5% -5%	205 (226)	299 (330)

Adicionalmente, una apreciación del dólar frente al real brasileño y al peso argentino del 5% hubiera supuesto en 2009 un incremento aproximado en el resultado neto de 2 millones de euros y 35 millones de euros, respectivamente.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al real brasileño y al peso argentino del 5% habría supuesto en 2009 un incremento en patrimonio de 18 millones de euros y 1 millón de euros, respectivamente.

- b) **Riesgo de tipo de interés:**

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 la financiación neta (ver apartado Gestión del capital, al final de esta nota) a tipo fijo ascendía a 7.745 y 4.935 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 53% y 68%, respectivamente, de la financiación neta total.

La sensibilidad a la variación de los tipos de interés es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	Incremento (+)/descenso(-) en el tipo de interés (puntos básicos)	2.009	2.008
Efecto en el resultado después de impuestos	+50 -50	(13) 13	(4) 4
Efecto en el patrimonio neto	+50 -50	20 (20)	25 (25)

- c) Riesgo de precio de commodities: a 31 de diciembre de 2009 y 2008, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto las siguientes variaciones:

	Aumento(+)/disminuci ón (-) de un 10%	2.009	2.008
Efecto en el resultado después de impuestos	+10% -10%	(50) 50	(27) 27

### 18.1.2) Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol YPF mantiene una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 4.680 y 3.916 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2009 y 2008:

31 de diciembre de 2009	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Siguientes	
Proveedores	3.491	-	-	-	-	-	3.491
Otros acreedores	4.127	-	-	-	-	-	4.127
Préstamos y otras deudas financieras (1)	3.559	2.630	1.772	2.789	3.027	3.382	17.159
Acciones preferentes (1) (2)	70	57	57	233	55	3.504	3.976
Derivados (1)	96	26	10	2	14	6	154

31 de diciembre de 2008	Vencimientos (Millones de euros)						Total
	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	Siguientes	
Proveedores	3.174	-	-	-	-	-	3.174
Otros acreedores	5.024	-	-	-	-	-	5.024
Préstamos y otras deudas financieras (1)	1.957	2.405	502	1.111	1.314	2.562	9.851
Acciones preferentes(1) (2)	132	129	129	128	128	3.521	4.167
Derivados (1) (3)	(27)	(93)	(29)	(1)	3	(88)	(235)

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

- (1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes “Pasivos financieros no corrientes” y “Pasivos financieros corrientes” incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.
- (2) Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor (ver detalles en la Nota 17). En la tabla se ha supuesto que se cancelan con posterioridad a 2014 excepto las emitidas por Union Fenosa Financial Services USA, del grupo Gas Natural para las que se ha supuesto su vencimiento en 2013. En el periodo “Siguientes” se incluye únicamente el nominal de los instrumentos. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como provisiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.
- (3) Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la nota 19.

### 18.1.3) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas.

#### Exposición máxima

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones por insolvencias por importe de 6.001 y 5.744 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de la deuda
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido.

En la nota 13 sobre activos financieros se incluyen las provisiones para insolvencias a 31 de diciembre de 2009 y 2008. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2009 y 2008:

<b>Exposición máxima</b>	Millones de euros	
	<b>2009</b>	<b>2008</b>
- Deudas comerciales	6.396	6.074
- Derivados	247	403
- Efectivo y Equivalente al efectivo	2.308	2.922

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras con calificaciones crediticias elevadas debidamente documentadas conforme a las convenciones de mercado que regulan estas operaciones de mercado financieras. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen una elevada calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. Ningún cliente representa más de un 4% del importe total de estas cuentas por cobrar.

### **Política de garantías**

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por Entidades Financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

El Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 2.533 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y de 2.462 millones de euros a 31 de diciembre de 2008. Si se contemplan los importes máximos garantizados en los acuerdos de comercialización de la tarjeta Solred firmados con bancos y cajas la cifra correspondiente a 2009 se vería incrementada en 359 millones de euros. De este importe, las deudas comerciales a 31 de diciembre de 2009 y 2008 están cubiertas con garantías por un importe de 779 y 701 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2009, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 24 millones de euros. En 2008 esta cifra se situó en 10 millones de euros.



## Activos financieros en mora no deteriorados

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

Vencimientos	Millones de euros	
	2009	2008
- Deuda no vencida	5.440	5.098
- Deuda vencida 0-30 días	173	409
- Deuda vencida 31-180 días	186	199
- Deuda vencida mayor a 180 días (1)	201	38
<b>Total</b>	<b>6.001</b>	<b>5.744</b>

(1) Corresponde principalmente a deudas garantizadas o mantenidas con Organismos Oficiales.

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la nota 13.

### 18.2) Gestión del capital

Repsol YPF, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura financiera objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista optimizando el coste del capital.

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta un ratio de apalancamiento que se define como relación entre la financiación neta y el patrimonio neto:

$$\frac{\text{Financiación Neta}}{\text{Financiación Neta} + \text{Patrimonio Neto}}$$

El cálculo de este ratio tiene en cuenta los siguientes criterios:

- La financiación neta incluye tanto la deuda financiera neta como las acciones preferentes. El importante peso de las acciones preferentes en el conjunto de la financiación ha motivado su consideración dentro del concepto financiación neta, si bien su condición de perpetuidad les confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y de exigibilidad de la deuda.
- El ratio utiliza el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol YPF mantiene una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. Por ello, este ratio refleja con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

La financiación neta incluye los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2009 y 2008:

	Millones de euros	
	2009	2008
Pasivos financieros no corrientes	15.411	10.432
Menos Acciones Preferentes (ver nota 17)	(3.726)	(3.524)
Pasivos financieros corrientes	3.499	1.853
Activos financieros no corrientes	(1.732)	(2.465)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 13)	173	881
Otros activos financieros corrientes (1)	(332)	(498)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(2.308)	(2.922)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés (ver nota 17)	(57)	(275)
<b>Deuda financiera neta</b>	<b>10.928</b>	<b>3.482</b>
Acciones Preferentes (ver nota 17)	3.726	3.524
<b>Financiación neta (2)</b>	<b>14.654</b>	<b>7.006</b>

- (1) No incluye 381 millones de euros, registrados en el epígrafe “Otros activos financieros corrientes” del balance que corresponden a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural.
- (2) Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2009 y 2008, se recogen 1.919 y 721 millones de euros en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” y 172 y 31 millones de euros en el epígrafe “Otros acreedores” correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 23).

La evolución y el análisis de este ratio se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro del mismo como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo. A 31 de diciembre de 2009 y 2008, este ratio se ha situado en el 40,7% y el 25,0%, respectivamente.

El incremento de deuda neta en el ejercicio 2009 se explica en gran medida por el impacto que ha tenido la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural, tanto por el volumen de inversión que ha supuesto como por la integración contable de la propia deuda de Unión Fenosa.

## **(19) OPERACIONES CON DERIVADOS**

Durante el ejercicio 2009 el Grupo Repsol YPF lleva a cabo las siguientes operaciones de cobertura:

1. Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos.
2. Coberturas de flujos de efectivo.
3. Cobertura de inversiones netas de activos en el extranjero.

Adicionalmente, el Grupo Repsol YPF realizó en 2009 y 2008 otras operaciones con instrumentos derivados que no califican como cobertura contable.

A continuación se detalla el efecto en el balance de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2009 y 2008 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación:

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2009

Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
<b>Derivados de cobertura:</b>	<b>86</b>	<b>137</b>	<b>(134)</b>	<b>(39)</b>	<b>50</b>
<b>De Valor razonable:</b>	<b>84</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>86</b>
- de tipo de interés	84	-	-	-	84
- de tipo de cambio	-	5	-	(2)	3
- de precio de producto	-	-	-	(1)	(1)
<b>De Flujos de efectivo:</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>(127)</b>	<b>(8)</b>	<b>(131)</b>
- de tipo de interés	2	-	(127)	(3)	(128)
- de tipo de cambio	-	2	-	(1)	1
- de precio de producto	-	-	-	(4)	(4)
<b>De Inversión neta</b>	<b>-</b>	<b>130</b>	<b>(7)</b>	<b>(28)</b>	<b>95</b>
<b>Otros derivados</b>	<b>-</b>	<b>25</b>	<b>(10)</b>	<b>(70)</b>	<b>(55)</b>
<b>TOTAL (1)</b>	<b>86</b>	<b>162</b>	<b>(144)</b>	<b>(109)</b>	<b>(5)</b>

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 57 millones de euros.

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2008

Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
<b>Derivados de cobertura:</b>	<b>131</b>	<b>149</b>	<b>(285)</b>	<b>(15)</b>	<b>(20)</b>
<b>De Valor razonable:</b>	<b>65</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>(5)</b>	<b>68</b>
- de tipo de interés	64	-	-	-	64
- de tipo de cambio e interés	1	-	-	(3)	(2)
- de tipo de cambio	-	8	-	(2)	6
<b>De Flujos de efectivo:</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>(155)</b>	<b>(6)</b>	<b>(147)</b>
- de tipo de interés	-	4	(155)	-	(151)
- de tipo de cambio	-	5	-	(5)	-
- de precio de producto	-	5	-	(1)	4
<b>De Inversión neta</b>	<b>66</b>	<b>127</b>	<b>(130)</b>	<b>(4)</b>	<b>59</b>
<b>Otros derivados</b>	<b>15</b>	<b>108</b>	<b>(34)</b>	<b>(54)</b>	<b>35</b>
<b>TOTAL (1)</b>	<b>146</b>	<b>257</b>	<b>(319)</b>	<b>(69)</b>	<b>15</b>

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 275 millones de euros.

### 19.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable, bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda

atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período. Las operaciones más significativas se detallan a continuación.

El efecto registrado en la cuenta de resultados a 31 de diciembre de 2009 y 2008 por los instrumentos de cobertura ha ascendido a un beneficio de 15 y 44 millones de euros, respectivamente, registrados en el “Resultado financiero” y a una pérdida de 1 millón de euros en 2009 y un beneficio de 2 millones de euros en 2008 registradas en el epígrafe “Resultado de explotación”. Ambos efectos se han visto compensados en un importe equivalente, registrado en los mismos epígrafes de la cuenta de resultados, por la valoración a valor razonable de los elementos cubiertos. El efecto neto en el resultado es nulo al no existir inefectividad.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación

### ***Opciones sobre tipos de interés***

En mayo de 2001 Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero, sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes realizada en dicha fecha (ver nota 17).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual, si la contraparte ejerce dicho derecho, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 7% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral a partir del 30 de junio de 2001, siendo la fecha del primer vencimiento el 1 de octubre de 2001 y del último el 30 de junio de 2011.
- Repsol YPF ha comprado un derecho en virtud del cual si ejerce el mismo, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 4% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral e idénticas fechas de vencimiento a las indicadas en el párrafo anterior.

Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, el coste final para Repsol YPF de esta emisión de acciones preferentes durante los diez primeros años, ha quedado establecido en un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses.

Asimismo, en abril de 2002, con fecha efectiva 30 de junio de 2002, Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes por importe de 2.000 millones de euros realizada en diciembre de 2001 (ver nota 17).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual si la contraparte ejerce el derecho, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 7% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral a partir del 30 de junio de 2002, siendo la fecha del primer vencimiento el 30 de septiembre de 2002 y del último el 31 de diciembre de 2011.
- Repsol YPF ha comprado un derecho en virtud del cual si ejerce el mismo, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 4% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral e idénticas fechas de vencimiento a las indicadas en el párrafo anterior.

Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, del total de los 2.000 millones correspondientes a la emisión de acciones preferentes de diciembre de 2001, 1.000 millones de euros han quedado a un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses, para el período comprendido entre el 30 de septiembre de 2002 y el 31 de diciembre de 2011.

A 31 de diciembre de 2009 y 2008, el valor razonable de estas operaciones de compra-venta de opciones de tipo de interés ha sido de 84 y 64 millones de euros respectivamente, registrados en el activo del balance de situación adjunto.

### *Operaciones sobre tipos de interés*

A 31 de diciembre de 2009, Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural tiene contratadas operaciones a plazo como cobertura de valor razonable de tipo de interés. El detalle de dichas operaciones, es el siguiente:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>1.) Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	1	1	1	1	8	-	12	-
Tipo medio a pagar (EUR)	3,57%	3,57%	3,57%	3,57%	3,57%			
Tipo medio a cobrar (EUR)	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%			

### *Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")*

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés para cubrir el valor razonable de las operaciones financieras contratadas. El detalle de dichas operaciones a 31 de diciembre de 2009 y 2008, es el siguiente:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (BRL)	1	1	1				3	-
Tipo medio a pagar (BRL)	101,9 CDI - 129% CDI	101,9 CDI - 129% CDI	101,9 CDI - 129% CDI	-	-	-		
Tipo medio a cobrar (USD)	libor a.t + 0,6%a.s	libor a.t + 0,6%a.s	libor a.t + 0,6%a.s	-	-	-		

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (BRL)	1	1	1	1	-	-	4	1
			101,90%					
Tipo medio a pagar (BRL)	CDI + 4,97%	101,90% CDI 129% CDI	CDI 129% CDI	101,90% CDI	-	-		
		LIBOR a.t + 0,60% a.a US\$ +	LIBOR a.t + 0,60% a.a US\$ +					
Tipo medio a cobrar (USD)	USD + 8,30%	10,59% a.a	10,59% a.a	LIBOR a.t + 0,60% a.a	-	-		
<b>Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (BRL)	5	-	-	-	-	-	5	(3)
	101,90% CDI							
Tipo medio a pagar (BRL)	113,04% CDI	-	-	-	-	-	-	-
	LIBOR a.t + 0,60% a.a US\$ +							
Tipo medio a cobrar (USD)	7,66% a.a	-	-	-	-	-	-	-

### Operaciones sobre tipos de cambio

Contratos de compra-venta de divisas a plazo

A 31 de diciembre de 2009, Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural tiene contratadas operaciones a plazo como cobertura de valor razonable por la exposición al riesgo de tipo de cambio. El detalle de dichas operaciones, era el siguiente:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>USD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (USD)	163	-	-	-	-	-	163	3
Tipo de cambio medio de contrato	1,46							
<b>MAD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (MAD)	1	-	-	-	-	-	1	-
Tipo de cambio medio de contrato	7,98							

A 31 de diciembre de 2008 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tenía contratadas operaciones a plazo como cobertura de valor razonable por la exposición al riesgo de tipo de cambio. El detalle de dichas operaciones, era el siguiente:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>USD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (USD)	136	-	-	-	-	-	136	6
Tipo de cambio medio de contrato	1,43							
<b>MAD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (MAD)	2	-	-	-	-	-	2	-
Tipo de cambio medio de contrato	8,13							

(1) En millones de euros equivalentes

(2) Repsol YPF compra la primera divisa mencionada y vende la segunda.

## 19.2) Coberturas de Flujo de Efectivo

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido (como la totalidad o alguno de los pagos futuros de interés de una deuda a interés variable), o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

### Operaciones sobre tipos de interés

#### i. Permutas financieras de tipo de interés

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 el Grupo Repsol YPF mantiene como cobertura de flujos de efectivo las siguientes permutas financieras de tipo de interés:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>1.) Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	750	-	-	-	750	(42)
Tipo medio a pagar (EUR)			4,23%					
Tipo medio a cobrar (EUR)			euribor 3m					
Importe Contrato/nocional (USD)	33	6	6	7	7	274	333	(35)
Tipo medio a pagar (USD)	1,66%	5,24%	5,24%	5,24%	5,25%	5,27%		
Tipo medio a cobrar (USD)	libor 3 meses	libor 3 meses	libor 3 meses	libor 3 meses	libor 3 meses	libor 3 meses		
Importe Contrato/nocional (EUR)	0,42	180,51	0,48	2,40	0,90	0,63	185	(6)
Tipo medio a pagar (EUR)	3,58%	3,15%	3,58%	3,58%	3,58%	3,58%		
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m		
Importe Contrato/nocional (EUR)	600	503	-	-	-	-	1.103	(24)
Tipo medio a pagar (EUR)	1,12%	3,83						
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 1m	Euribor 1m						
Importe Contrato/nocional (EUR)	60	90	60	-	-	-	210	(10)
Tipo medio a pagar (EUR)	3,77%	3,77%	3,77%					
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 1m	Euribor 1m	Euribor 1m					
Importe Contrato/nocional (EUR)	2,30	2,97	3,20	3,80	3,30	36,70	52,27	(2)
Tipo medio a pagar (EUR)	3,57%	3,57%	3,57%	3,57%	3,57%	3,57%		
Tipo medio a cobrar (EUR)	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%		
Importe Contrato/nocional (ARS)	1,65	-	-	-	-	-	1,65	-
Tipo medio a pagar (ARS)	17,25%							
Tipo medio a cobrar (ARS)	Badlar							
Importe Contrato/nocional (USD)	2	1	49	2	1	15	69	(2)
Tipo medio a pagar (USD)	4,67%	4,67%	4,67%	4,67%	4,67%	4,67%		
Tipo medio a cobrar (USD)	libor 6 m	libor 6 m	libor 6 m	libor 6 m	libor 6 m	libor 6 m		
Importe Contrato/nocional (USD)	2	2	2	2	2	28	38	(3)
Tipo medio a pagar (USD)	4,82%	4,82%	4,82%	4,82%	4,82%	4,82%		
Tipo medio a cobrar (USD)	libor 6 m+0,6	libor 6 m+0,6	libor 6 m+0,6	libor 6 m+0,6	libor 6 m+0,6	libor 6 m+0,6		
Importe Contrato/nocional (USD)	11	2	3	3	3	10	32	(4)
Tipo medio a pagar (USD)	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%		
Tipo medio a cobrar (USD)	libor 3m	libor 3m	libor 3m	libor 3m	libor 3m	libor 3m		

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>1.) Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	-	750	-	-	750	(34)
Tipo medio a pagar (EUR)				4,23%				
Tipo medio a cobrar (EUR)				Euribor 3m				
Importe Contrato/nocional (MXN)	10	-	-	-	-	-	10	-
Tipo medio a pagar (MXN)	TIE 28 días							
Tipo medio a cobrar (MXN)	TIE 28 días							
Importe Contrato/nocional (USD)	-	-	-	-	-	397	397	(85)
Tipo medio a pagar (USD)						5,27%		
Tipo medio a cobrar (USD)						Libor 3m		
Importe Contrato/nocional (EUR)	371	371	186	1	2	2	931	(3)
Tipo medio a pagar (EUR)	3,15%	3,15%	3,15%	3,30%	3,07%	3,74%		
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m		
Importe Contrato/nocional (EUR)	62	-	-	-	-	-	62	-
Tipo medio a pagar (EUR)	3,67%							
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 3m							
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	62	609	62	-	-	733	(25)
Tipo medio a pagar (EUR)		3,77%	3,82%	3,77%				
Tipo medio a cobrar (EUR)		Euribor 1m	Euribor 1m	Euribor 1m				
Importe Contrato/nocional (ARS)	-	1,94	-	-	-	-	1,94	-
Tipo medio a pagar (ARS)		17,25%						
Tipo medio a cobrar (ARS)		Badlar						

Durante el año 2007 se discontinuó la cobertura de flujos de efectivo de dos permutas financieras de tipo de interés por un importe nocional de 674 millones de euros asociadas a la emisión de acciones preferentes por haber dejado de ser eficientes. Estas permutas financieras fueron liquidadas en el ejercicio 2008 con una pérdida por la liquidación de 0,2 millones de euros.

La pérdida acumulada registrada en el epígrafe “Ajustes por cambio de valor” a 31 de diciembre de 2009 y 2008 asciende a 39 y 43 millones de euros, respectivamente y será amortizada a lo largo de la vida de las acciones preferentes que cubrían. El importe de los “Ajustes por cambio de valor” traspasado a resultados en el ejercicio 2009 y 2008 por este concepto ha ascendido a un gasto de 4 millones de euros en ambos ejercicios.

## ii. Opciones sobre tipo de interés

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas opciones sobre tipos de interés. El detalle de dichas operaciones de cobertura es el siguiente:

31 diciembre de 2009	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	Total	Razonable	
	(millones de euros)								
Collar									
Importe Contrato/nocional (EUR)	1,87	1,15	3,85	0,75	0,78	0,78	9,18	-	
Opción Cap compra									
Tipo medio a pagar	5,21%	5,65%	5,37%	5,65%	5,65%	5,65%			
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor			
Opción Floor venta									
Tipo medio a pagar	3,30%	3,63%	3,98%	3,63%	3,63%	3,63%			
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor			



31 diciembre de 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
1.) Collar								
Importe Contrato/nocional (EUR)	5,17	1,93	1,19	3,97	0,77	1,60	14,63	-
<i>Opción Cap compra</i>								
Tipo medio a pagar	5,32%	5,20%	5,64%	5,38%	5,60%	5,55%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
<i>Opción Floor venta</i>								
Tipo medio a pagar	3,54%	3,30%	3,62%	4,01%	3,54%	3,44%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
2.) Opción forward starting								
Importe Contrato/nocional (BRL)	1,28	-	-	-	-	-	1,28	-
<i>Opción Cap compra</i>	14,30%							
Tipo a pagar	100% CDI							
Tipo a cobrar								

### iii. Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")

A 31 de diciembre de 2008, Repsol YPF tenía contratadas, a través de su participación en Gas Natural, las siguientes operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés contratadas como cobertura de tipo de interés:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato (USD)	13	-	-	-	-	-	13	2
Tipo medio a pagar(ARS)	14,30%							
Tipo medio a cobrar (USD)	Libor 6m							
<b>Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato (USD)	3	12	2	3	3	14	37	(6)
Tipo medio a pagar(USD)	6,38%							
Tipo medio a cobrar (USD)	Libor 3m							

### *Operaciones sobre tipos de cambio*

Contratos de compra-venta de divisas a plazo

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 Repsol YPF a través de su participación en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L., Gas Natural y otras filiales tiene contratadas operaciones a plazo como cobertura de flujo de caja por la exposición al riesgo de tipo de cambio. El detalle de dichas operaciones, es el siguiente:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>USD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (USD)	244	2	2	2	2	2	254	2
Tipo de cambio medio de contrato	1,44	1,29	1,30	1,31	1,32	1,33		
<b>Euro/USD (2)</b>								
Importe Contrato (EUR)	441	-	-	-	-	-	441	(1)
Tipo de cambio medio de contrato	1,44							

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>USD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (USD)	165	2	2	2	2	4	177	(5)
Tipo de cambio medio de contrato	1,39							
<b>USD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (USD)	37	3	-	-	-	-	40	-
Tipo de cambio medio de contrato	1,38	1,38						
<b>JPY/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (JPY)	21	-	-	-	-	-	21	5
Tipo de cambio medio de contrato	156,45							

(1) En millones de euros equivalentes

(2) Repsol YPF compra la primera divisa mencionada y vende la segunda.

### *Operaciones de cobertura de precios de la materia prima*

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas permutas financieras de cobertura sobre el precio de gas natural y la electricidad denominadas en euros por un importe neto nominal de 54 y 27 millones de euros respectivamente y con un valor razonable neto negativo de 4 millones de euros en 2009 y positivo de 4 millones de euros en 2008.

### 19.3) Coberturas de Inversión Neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Repsol YPF suscribe contratos de compra o venta de divisas a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio en la inversión.

A continuación se detalla el inventario de las operaciones más significativas de derivados financieros existentes a 31 de diciembre de 2009 y 2008:

#### i) Contratos de compra-venta de divisas a plazo

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros, a 31 de diciembre 2008 era el siguiente:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Valor	
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Razonable (1)
<b>Eur/USD (2)</b>								
Importe Contrato (EUR)	1.678	-	-	-	-	-	1.678	124
Tipo de cambio medio de contrato	1,2846							

(1) En millones de euros equivalentes

(2) Repsol YPF compra la primera divisa mencionada y vende la segunda.

En el ejercicio 2009 se ha discontinuado el tratamiento como cobertura contable de estos instrumentos. La disminución del valor razonable de los mismos desde el 1 de enero de 2009 hasta la fecha de discontinuación y liquidación, por importe de 117 millones de euros, ha sido registrada como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor".

ii) Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado en el balance de situación, a 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Valor	
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	Total	Razonable
	(millones de euros)							
<b>Fijo a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	342	-	-	-	158	-	500	(35)
Tipo medio a pagar (USD)	3,02%	-	-	-	3,88%	-		
Tipo medio a cobrar (EUR)	4,42%	-	-	-	4,22%	-		

31 diciembre 2008	Vencimientos						Valor	
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Razonable
	(millones de euros)							
<b>Fijo a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	342	-	750	700	658	2.450	(195)
Tipo medio a pagar (USD)	-	3,02%	-	4,97%	5,25%	4,95%		
Tipo medio a cobrar (EUR)	-	4,42%	-	4,22%	4,41%	4,41%		

En el ejercicio 2009 se ha discontinuado el tratamiento como cobertura contable de CCIRS por un importe nocional de 1.950 millones de euros. El incremento de valor razonable de los mismos desde el 1 de enero de 2009 hasta la fecha de discontinuación ha ascendido a 7 millones de euros, y ha sido registrado como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor". Posteriormente dichos instrumentos han sido liquidados y como consecuencia de dicha liquidación se ha registrado un ingreso de 168 millones de euros en el epígrafe "Resultado financiero" de la cuenta de resultados del ejercicio 2009, que está contenido en el importe de "resultado de otras operaciones con derivados" mencionado en el apartado 19.4).

Adicionalmente a los instrumentos detallados en los cuadros anteriores, el Grupo tiene contratados CCIRS con un nocional de 300 millones de euros equivalentes con vencimiento en 2010 que fueron discontinuados como cobertura con fecha 21 de febrero de 2008 y que, desde entonces, son considerados especulativos (ver epígrafe 19.4 ii) de esta nota). En el momento de la discontinuación su valor razonable ascendía a 130 millones de euros que se encuentran registrados en el activo del balance como derivados financieros de cobertura de inversión neta.

## 19.4) Otras operaciones con derivados

Repsol YPF tiene contratados adicionalmente una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de interés, tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

El efecto registrado en la cuenta de resultados de los ejercicios 2009 y 2008, tanto por los instrumentos vivos a 31 de diciembre como por los instrumentos liquidados durante el ejercicio, ha ascendido a un ingreso de 213 y 86 millones de euros, respectivamente, registrados en el “Resultado financiero” y a una pérdida de 84 millones de euros en 2009 y a un ingreso de 36 millones de euros en 2008 registrados en el “Resultado de explotación”.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

### i) Permutas financieras sobre tipos de interés

El Grupo ha contratado permutas financieras para cubrir económicamente el riesgo de tipo de interés que no califican como cobertura contable a 31 de diciembre de 2009 y 2008 con el siguiente desglose:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>1.) Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	300	-	-	-	-	-	-	(16)
Tipo medio a pagar (EUR)	6,00%							
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 3m + 0,51							

31 diciembre 2008	Vencimientos					Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013		
	(millones de euros)						
<b>1.) Variable a Fijo</b>							
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	300	-	-	-	300	(18)
Tipo medio a pagar (EUR)		6,00%					
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 3m + 0,51%						

### ii) Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS").

Durante 2008 el Grupo discontinuó operaciones de permuta mixtas utilizadas como cobertura de inversión neta por importe de 2.175 millones de euros, de las cuales se cancelaron operaciones a lo largo del año por importe de 1.875 millones de euros.

Las permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés correspondientes a las coberturas discontinuadas que no han sido canceladas y que permanecen en los estados financieros del Grupo al 31 de diciembre de 2009, derivados no considerados como cobertura contable, son las que se detallan a continuación:

31 diciembre 2009	Vencimientos					Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014		
	(millones de euros)						
<b>Fijo a Fijo</b>							
Importe Contrato/nocional (EUR)	300		-	-	-	300	128
Tipo medio a pagar (USD)	6,94%						
Tipo medio a cobrar (EUR)	6,00%						

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>Fijo a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	300	-	-	-	-	300	121
Tipo medio a pagar (USD)		6,94%						
Tipo medio a cobrar (EUR)		6,00%						

La valoración a mercado de estos instrumentos financieros hasta el momento de la discontinuación de la cobertura ascendía en febrero de 2008 a 130 millones de euros (ver epígrafe 19.3 ii de esta nota). La variación del valor razonable de los mismos desde el momento de la discontinuación de la cobertura hasta el 31 de diciembre de 2009 (2 millones) y el 31 de diciembre de 2008 (9 millones de euros) ha sido registrada como pasivo por instrumentos derivados no considerados como cobertura contable.

Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2009, el Grupo tiene contratadas las siguientes permutas financieras mixtas de divisa y tipo de interés no registradas como cobertura contable:

31 diciembre 2009	Vencimientos					Siguientes	Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014			
	(millones de euros)							
<b>Fijo a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (JPY)	-		-	-	-	1	1	(8)
Tipo medio a pagar (JPY)						7,09%		
Tipo medio a cobrar (USD)						4,75%		

### iii) Otros contratos a plazo

Repsol YPF tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio. El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado en el balance de situación a 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>Euro/USD</b>								
Importe Contrato (EUR)	2.222	-	-	-	-	-	2.222	7
Tipo de cambio medio de contrato	1,4363							
<b>USD/Euro</b>								
Importe Contrato (USD)	367	-	-	-	-	-	367	(8)
Tipo de cambio medio de contrato	1,4113							
<b>CLP/USD</b>								
Importe contrato (CLP)	74	-	-	-	-	-	74	-
Tipo cambio medio de contrato	506,56							
<b>USD/PEN</b>								
Importe contrato (USD)	12	-	-	-	-	-	12	-
Tipo cambio medio de contrato	2,89							
<b>USD/BRL</b>								
Importe contrato (USD)	329	-	-	-	-	-	329	(2)
Tipo cambio medio de contrato	1,76							
<b>CAD/USD</b>								
Importe contrato (USD)	19	-	-	-	-	-	19	-
Tipo cambio medio de contrato	1,05							
<b>JPY/USD</b>								
Importe contrato (USD)	28	-	-	-	-	-	28	-
Tipo cambio medio de contrato	1,05							

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>Euro/USD</b>								
Importe Contrato (EUR)	2.106	-	-	-	-	-	2.106	48
Tipo de cambio medio de contrato	1,3585							
<b>USD/Euro</b>								
Importe Contrato (USD)	1.275	-	-	-	-	-	1.079	(27)
Tipo de cambio medio de contrato	1,3618							
<b>CLP/USD</b>								
Importe contrato (CLP)	47	-	-	-	-	-	47	-
Tipo cambio medio de contrato	643,49							
<b>USD/PEN</b>								
Importe contrato (USD)	18	-	-	-	-	-	18	-
Tipo cambio medio de contrato	3,12							

(1) En millones de euros.

(2) Repsol YPF compra la primera moneda y vende la segunda.

#### iv) Equity Swaps

En 2008 Gas Natural firmó contratos de Equity Swaps con las entidades UBS Limited, ING Belgium y Société Générale representativas del 9,40% del capital social, sobre un total de 85.886.762 acciones de Unión Fenosa, S.A como subyacente, que permitía a Gas Natural liquidar la operación, bien por diferencias (liquidación en efectivo), bien mediante la adquisición de las mencionadas acciones (liquidación física) a partir de la obtención de las autorizaciones necesarias para ello. Cada acuerdo establecía un rango de precio máximo (entre 17,13 y 17,57 euros por acción, en función del acuerdo). El valor

razonable registrado en el balance a 31 de diciembre de 2008 por estas operaciones ascendía a 11 millones de euros. En el ejercicio 2009 Gas Natural ha liquidado estos instrumentos en el proceso de adquisición de Unión Fenosa (ver nota 30).

v) Contratos a futuro sobre productos

La cobertura del riesgo asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación de instrumentos derivados, básicamente futuros y swaps.

A 31 de diciembre de 2009 y 2008, las posiciones contratadas abiertas eran las siguientes:

31 diciembre 2009	Unidades	Vencimientos						Total	Valor Razonable (Millones euros)
		2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
<b>Contratos de compra</b>									
BRENT	Miles de barriles	1.499	-	-	-	-	-	1.499	3
WTI	Miles de barriles	1.500	-	-	-	-	-	1.500	2
NYMEX HHO	Miles de barriles	62	-	-	-	-	-	62	-
IPE GO	Miles de toneladas	135	-	-	-	-	-	135	2
RBOB	Miles de barriles	855	-	-	-	-	-	855	-
Henry Hub	TBTU	30	-	-	-	-	-	30	-
<b>Contratos de venta</b>									
BRENT	Miles de barriles	4.036	-	-	-	-	-	4.036	(6)
WTI	Miles de barriles	4.411	-	-	-	-	-	4.411	(11)
NYMEX HHO	Miles de barriles	982	-	-	-	-	-	982	(2)
IPE GO	Miles de toneladas	229	-	-	-	-	-	229	(4)
RBOB	Miles de barriles	602	-	-	-	-	-	602	(1)
Henry Hub	TBTU	86	-	-	-	-	-	86	1
<b>Swaps</b>									
WTI	Miles de barriles	1.350	-	-	-	-	-	1.350	(4)
Brent	Miles de barriles	7.268	-	-	-	-	-	7.268	3
JET	Miles de toneladas	190	-	-	-	-	-	190	(1)
UNL 87	Miles de barriles	230	-	-	-	-	-	230	(1)
GO	Miles de toneladas	185	-	-	-	-	-	185	(1)
Premium Unl	Miles de toneladas	3	-	-	-	-	-	3	-
Fuel Oil	Miles de toneladas	77	67	67	68	-	-	279	-
Nafta	Miles de toneladas	188	-	-	-	-	-	188	(1)
<b>Swaps de fletes</b>									
BITRA	Miles de toneladas	240	-	-	-	-	-	240	-
<b>Opciones</b>									
<b>Contratos de compra</b>									
Call	Miles de barriles	2.000	-	-	-	-	-	2.000	-
Put	Miles de barriles	17.000	-	-	-	-	-	17.000	-
<b>Contratos de venta</b>									
Call	Miles de barriles	7.800	-	-	-	-	-	7.800	(1)
Put	Miles de barriles	7.000	-	-	-	-	-	7.000	-
<b>COLLAR Fuel Oil</b>									
Compra CALL	Toneladas	6.900	-	-	-	-	-	6.900	-
Venta PUT	Toneladas	6.900	-	-	-	-	-	6.900	-

31 diciembre 2008	Miles de barriles excepto (*)	Vencimientos							Total	Valor Razonable (Millones euros)
		2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes			
<b>Contratos de compra</b>										
WTI	523	523	-	-	-	-	-	523	(1)	
NYMEX HHO	42	42	-	-	-	-	-	42	-	
IPE GO (*)	113	113	-	-	-	-	-	113	(6)	
RBOB	35	35	-	-	-	-	-	35	-	
<b>Contratos de venta</b>										
WTI	1.707	1.707	-	-	-	-	-	1.707	-	
IPE GO (*)	138	138	-	-	-	-	-	138	-	
IPE BRENT	834	834	-	-	-	-	-	834	(2)	
NYMEX HHO	570	570	-	-	-	-	-	570	6	
<b>Swaps</b>										
WTI	2.600	2.600	-	-	-	-	-	2.600	15	
Brent	11.211	11.211	-	-	-	-	-	11.211	(4)	
JET	63	63	-	-	-	-	-	63	12	
HHO	295	295	-	-	-	-	-	295	-	
GO (*)	49	49	-	-	-	-	-	49	-	
Propano (*)	50	50	-	-	-	-	-	50	-	
Fuel Oil (*)	50	50	-	-	-	-	-	50	-	
Nafta (*)	6	6	-	-	-	-	-	6	-	

(\*) En miles de toneladas

El epígrafe de balance “Otros deudores” incluye en 2009 y 2008, 1 y 7 millones de euros respectivamente correspondientes a la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en el apartado 4.22 de la nota 4.

Adicionalmente, el Grupo a través de su participación en Gas Natural, tiene derivados por operaciones sobre el precio de las materias primas por un valor razonable negativo de 1 millón de euros y nocionales de aproximadamente 2 millones de euros.

vi) Operaciones sobre los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>:

El Grupo realiza operaciones de swap y de futuros sobre derechos de emisión (EUAs y CERs) que se valoran a valor de mercado de acuerdo con NIC 39 con el fin de optimizar el coste de las emisiones de CO<sub>2</sub> realizadas por el Grupo en cada ejercicio. El valor razonable de estos instrumentos es aproximadamente 1 millón de euros.

## (20) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2009 y 2008, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2009 y 2008, han sido los siguientes:



	Millones de euros						
	Provisiones no corrientes				Provisiones corrientes		
	Provisión para pensiones (1)	Desmantelamiento de campos	Otras provisiones	Total	Provisión para pensiones (1)	Otras provisiones	Total
<b>Saldo a 1 de enero de 2008</b>	<b>66</b>	<b>931</b>	<b>1.568</b>	<b>2.565</b>	<b>3</b>	<b>283</b>	<b>286</b>
Dotaciones con cargo a resultados (2) .....	2	82	627	711	2	39	41
Aplicaciones con abono a resultados (3) .....	(2)	(1)	(160)	(163)	-	(7)	(7)
Cancelación por pago .....	(9)	(19)	(98)	(126)	-	(233)	(233)
Variaciones del perímetro de consolidación .....	-	(9)	(17)	(26)	-	-	0
Diferencias de conversión .....	(2)	49	50	97	-	10	10
Reclasificaciones y otros movimientos (5) .....	1	68	(409)	(340)	5	337	342
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2008</b> .....	<b>56</b>	<b>1.101</b>	<b>1.561</b>	<b>2.718</b>	<b>10</b>	<b>429</b>	<b>- 439</b>
Dotaciones con cargo a resultados (2) .....	34	109	576	719	-	20	20
Aplicaciones con abono a resultados (3) .....	(19)	(24)	(188)	(231)	(1)	(54)	(55)
Cancelación por pago .....	(15)	(41)	(83)	(139)	(4)	(170)	(174)
Variaciones del perímetro de consolidación (4) .....	186	30	163	379	-	33	33
Diferencias de conversión .....	7	(34)	(31)	(58)	-	(4)	(4)
Reclasificaciones y otros movimientos (5) .....	(11)	(3)	(277)	(291)	-	23	23
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2009</b> .....	<b>238</b>	<b>1.138</b>	<b>1.721</b>	<b>3.097</b>	<b>5</b>	<b>277</b>	<b>- 282</b>

(1) Ver nota 21.

- (2) En el ejercicio 2008 el epígrafe "Otras provisiones" incluye dotaciones por (i) 208 millones de euros por provisión por el consumo de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, (ii) 133 millones de euros por contingencias medioambientales, (iii) 82 millones de euros para litigios. La dotación también incluye 151 millones de euros de actualización financiera de las provisiones. En el ejercicio 2009 el epígrafe "Otras provisiones" incluye dotaciones por (i) 163 millones de euros por provisión por el consumo de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, (ii) 45 millones de euros por contingencias medio ambientales, (iii) 126 millones de euros para litigios (ver nota 35). Del total de dotaciones con cargo a resultados, 233 millones de euros corresponden a la actualización financiera de provisiones.
- (3) Incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.
- (4) Corresponde fundamentalmente a la combinación de negocios de Unión Fenosa realizada por Gas Natural (ver nota 30).
- (5) El epígrafe "Desmantelamiento de campos" incluye 68 y 33 millones de euros en 2008 y 2009, respectivamente, correspondientes al alta de inmovilizado material y de la provisión por desmantelamiento de campos durante los citados ejercicios.

## (21) PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

### a) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol YPF tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la legislación vigente, cuyas principales características son las siguientes:

- i. Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.
- ii. El promotor (Repsol YPF) se compromete, para los partícipes en activo, a una aportación mensual a fondos de pensiones externos de determinados porcentajes del salario.

En YPF y otras filiales fuera de España existen también planes de pensiones de aportación definida para los empleados y directivos de las principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el grupo Gas Natural tiene reconocidos para algunos colectivos de trabajadores planes de pensiones de aportación definida.

El coste anual cargado en la cuenta de “Gastos de personal” de la cuenta de resultados en relación con estos planes de pensiones ha ascendido a 45 y 42 millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente.

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado “Plan de Previsión de Directivos”, que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como la invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del índice general nacional de precios al consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las aportaciones ordinarias y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada. El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en caso de jubilación, fallecimiento, incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, así como en algunos supuestos específicos contemplados en el Reglamento del Plan. El coste por este plan cargado en el epígrafe “Gastos de personal” de la cuenta de resultados en los ejercicios 2009 y 2008 ha ascendido a 3 y 6 millones de euros, respectivamente.

b) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural, REFAP y una filial de YPF, tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos en España, Brasil, Colombia y Estados Unidos, entre otros países. El desglose por país de las provisiones registradas por estos planes es el siguiente:

	.2009	2008
España (ver b.1)	117	13
Colombia (ver b.2)	67	-
Brasil (ver b.3)	21	9
Estados Unidos (ver b.4)	20	27
Resto	18	17
<b>Total (1)</b>	<b>243</b>	<b>66</b>

(1) La variación corresponde fundamentalmente a la incorporación de los planes de pensiones de prestación definida del grupo Unión Fenosa, tras la combinación de negocios con Gas Natural (ver nota 30).

b.1) A 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, el Grupo a través de Gas Natural, tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados colectivos en España:

- Pensionistas (jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos).
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Planes de jubilación anticipada.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

Adicionalmente se incorporan como consecuencia de la adquisición de Unión Fenosa por Gas Natural, los siguientes compromisos para determinados colectivos de algunas filiales de Unión Fenosa en España:

- Compromisos por pensiones: el personal pasivo jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo, devengan un derecho a complementos de pensiones de prestación definida.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación.
- Complementos salariales y cotizaciones a la seguridad social para un colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria.

b.2) Asimismo, se incorporan como consecuencia de la adquisición de Unión Fenosa a través de Gas Natural, los siguientes compromisos para determinados empleados en Colombia:

- Compromisos por pensiones causadas para el personal pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras ayudas post jubilación.

b.3) A 31 de diciembre de 2009 Repsol YPF tiene en vigor, a través de su participación en Gas Natural, las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral, con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y

- pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales dependiendo de los años de servicio.

Asimismo, Repsol YPF, a través de su filial REFAP, en Brasil, tiene planes de pensiones de prestación definida que proporcionan para determinados colectivos de empleados de esta sociedad complementos a las prestaciones de la seguridad social y asistencia sanitaria.

- b.4) Una filial de YPF otorga planes de pensiones, planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales y prestaciones por sanidad y riesgos de fallecimiento.

Los trabajadores a tiempo completo de dicha sociedad tenían reconocidos planes de pensiones no contributivos gestionados por terceros hasta el 20 de marzo de 2008, fecha en la que esta filial adquirió ciertos contratos con Prudential Insurance Company para cancelar sus obligaciones asumidas en relación con dos de los planes de pensiones no contributivos, pagando una prima de 115 millones de dólares (83 millones de euros).

A 31 de diciembre de 2009 esta compañía mantiene un plan de pensiones no contributivo, que no ha sido cancelado, para directivos, personas con alta responsabilidad en la empresa, así como antiguo personal que trabajaba en empresas de su grupo. Adicionalmente, dicha sociedad otorga prestaciones por planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados que se jubilan anticipadamente, así como prestaciones por sanidad y riesgo de fallecimiento a empleados discapacitados y prestaciones de riesgo de fallecimiento para ejecutivos retirados.

Adicionalmente, la filial del grupo USA Holdings, Inc., otorga prestaciones por servicios médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados jubilados.

El detalle de las provisiones para pensiones y obligaciones similares, desglosado por países, reconocidas en el Balance de situación consolidado, así como el movimiento del valor actual de las obligaciones y del valor razonable de los activos del plan es el siguiente:

<b>Valor actual de las obligaciones</b>	2009				2008			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
A 1 de Enero	60	-	26	27	56	-	32	36
Variaciones del perímetro de consolidación	312	74	-	-	-	-	-	-
Coste del servicio del ejercicio	5	-	1	-	-	-	-	-
Coste de intereses	14	6	7	2	3	-	3	2
Ganancias y pérdidas actuariales	(4)	(3)	(7)	(6)	4	-	(6)	(13)
Beneficios pagados	(24)	(6)	(3)	(2)	(4)	-	-	(3)
Trasposos y cancelaciones	(2)	(7)	30	-	1	-	2	3
Diferencias de conversión	-	3	19	(1)	-	-	(5)	2
<b>A 31 de Diciembre</b>	<b>361</b>	<b>67</b>	<b>73</b>	<b>20</b>	<b>60</b>	<b>-</b>	<b>26</b>	<b>27</b>
<b>Valor razonable activos del plan</b>								
A 1 de Enero	47	-	17	-	48	-	16	1
Variaciones del perímetro de consolidación	205	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento esperado	9	-	5	-	2	-	2	-
Aportaciones	3	-	2	4	1	-	1	4
Ganancias y pérdidas actuariales	(3)	-	3	-	2	-	2	-
Prestaciones pagadas	(15)	-	(2)	(4)	(4)	-	-	(4)
Otros movimientos	(2)	-	18	-	(2)	-	(1)	(1)
Diferencias de conversión	-	-	9	-	-	-	(3)	-
<b>A 31 de Diciembre</b>	<b>244</b>	<b>-</b>	<b>52</b>	<b>-</b>	<b>47</b>	<b>-</b>	<b>17</b>	<b>-</b>
<b>Provisiones para pensiones y obligaciones similares</b>	<b>117</b>	<b>67</b>	<b>21</b>	<b>20</b>	<b>13</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>27</b>

Las cantidades reconocidas en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, para todos los planes de pensiones mencionados anteriormente son las siguientes:

	2009				2008			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Coste de servicio del ejercicio	5	-	-	-	-	-	-	-
Coste por intereses	14	6	5	2	3	-	3	2
Cancelaciones	-	-	-	-	-	-	-	(6)
Rendimiento previsto activos del plan	(10)	-	(3)	-	(2)	-	(2)	-
<b>Cargo en la cuenta de resultados</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>(4)</b>

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales netas de impuestos reconocidas directamente en patrimonio ha ascendido a un importe positivo de 12 millones de euros para el ejercicio 2009.

Las principales categorías de activos de los planes de pensiones descritos anteriormente corresponden a bonos y, en menor medida a otros títulos y activos inmobiliarios.

El rendimiento real sobre activos de los planes mantenidos a través sociedades del grupo Gas Natural durante el ejercicio 2009, correspondiente básicamente a España, ha sido de 9 millones de euros (2 millones de euros en 2008).

Las hipótesis actuariales aplicadas han sido las siguientes:

	2009				2008			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Tipo de descuento (1)	2,3% a 5%	8,40%	10,80% - 7,7%	5,54% a 6,11%	5,00%	-	10,80% - 7,7%	6,06% a 6,19%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (1)	2,3% a 5%	8,40%	10,80% - 6,10%	N/A	5,00%	-	10,80% - 6,10%	N/A
Incrementos futuros en salario (1)	3,00%	3,00%	6,50% - 2,24%	N/A	3,00%	-	6,50% - 2,24%	N/A
Incrementos futuros en pensión (1)	2,50%	3,00%	0,00%	N/A	2,50%	-	0,00%	N/A
Tipo de inflación (1)	2,50%	3,00%	4,50% - 4%	N/A	2,30%	-	4,50% - 4%	N/A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	ISS 1980/89	AT-83 / AT 2000		PERMF 2000	-	AT-83 /AT 2000	

(1) anual

### c) Incentivos a medio y largo plazo.

La compañía tiene implantado un instrumento de fidelización dirigido a directivos y a otras personas con responsabilidad en el Grupo, consistente en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer los vínculos de los directivos y mandos con los intereses de los accionistas basados en la sostenibilidad de los resultados de la compañía a medio y largo plazo y el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo del personal más destacado.

El Presidente Ejecutivo no es partícipe de ninguno de los planes de incentivos vigentes a la fecha, si bien en su actual esquema retributivo, el grado de consecución de cada programa a su vencimiento sirve de referencia para determinar el importe de la retribución plurianual correspondiente a cada ejercicio, que es abonada en el ejercicio siguiente.

A cierre de ejercicio se encuentran vigentes los planes de incentivos 2006-2009, 2007-2010, 2008-2011 y 2009-2012, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2006-2009) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2009 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer trimestre de 2010.

Los cuatro programas vigentes (2006-2009, 2007-2010, 2008-2011 y 2009-2012), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada plan está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En todos los casos el incentivo plurianual, de percibirse, además de aplicarle a la cantidad determinada en el momento de su concesión un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos, se multiplicaría asimismo por un segundo coeficiente variable, vinculado a la media de la consecución final total del variable anual por desempeño del beneficiario a lo largo del período contemplado en el programa.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol YPF.

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2009 y 2008 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 18 y 11 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2009 y 2008, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 36 y 28 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

## **(22) SUBVENCIONES Y OTROS PASIVOS NO CORRIENTES**

Las subvenciones registradas en el balance ascienden en 2009 y 2008 a 124 millones de euros y 108 millones de euros, respectivamente y corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista (108 millones de euros en 2009 y 87 millones de euros en 2008).

La cuenta de resultados incluye ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones por importe de 13 millones de euros en 2009 y 2008. Adicionalmente, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio ha ascendido a 3 y 5 millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente.

Dentro del epígrafe “Otros pasivos no corrientes” se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2009	2008
Deudas por arrendamientos financieros (ver nota 23)	1.919	721
Fianzas y depósitos	284	241
Otros ingresos diferidos	131	140
Otros	338	349
	<u>2.672</u>	<u>1.451</u>

En el epígrafe Fianzas y depósitos se incluyen los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

## **(23) DEUDAS POR ARRENDAMIENTO FINANCIERO**

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2009	2008	2009	2008
Durante el siguiente ejercicio	219	66	172	31
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	830	292	553	145
A partir del 6º ejercicio	3.696	1.003	1.366	576
	4.745	1.361	2.091	752
Menos:				
Futuros gastos financieros	(2.654)	(609)		
	2.091	752		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			1.919	721
Deuda por arrendamiento financiero corriente			172	31
			2.091	752

El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovables hasta un período de 30 años adicionales). En la fecha efectiva inicial del contrato, julio de 2009, se ha reconocido como arrendamiento financiero y se ha registrado una deuda que, a 31 de diciembre de 2009, asciende a 513 millones de dólares (356 millones de euros).

Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovables hasta un período de 30 años adicionales). En marzo de 2009, fecha efectiva inicial del citado contrato, se ha registrado como arrendamiento financiero. A 31 de diciembre de 2009 el importe registrado como deuda asciende a 1.312 millones de dólares (911 millones de euros).

El 1 de febrero de 2007 el Grupo firmó un contrato con Atlantic Reyser para el uso preferente de 3 remolcadores en el puerto de Saint John New Brunswick, Canadá, por un plazo de 20 años (renovables por 5 adicionales). En diciembre de 2008 este contrato fue reconocido como arrendamiento financiero. La deuda registrada por este concepto a 31 de diciembre de 2009 asciende a 27 millones de dólares (19 millones de euros).

En 2009 se adquirió conjuntamente por Repsol YPF (50%) y Gas Natural (50%) un buque de 138.000 m3 de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 20 años, ampliable por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 164 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos. El importe registrado por este buque a 31 de diciembre de 2009 en el balance consolidado asciende a 105 millones de euros.

Asimismo se incluyen los arrendamientos financieros correspondientes a otros buques metaneros para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2032, por importe de 673 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 659 millones de euros a 31 de diciembre de 2008.

#### (24) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

En los ejercicios 2009 y 2008, Repsol YPF tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar":



	Millones de euros	
	2009	2008
Proveedores	3.491	3.174
Deuda por arrendamientos financieros (nota 23)	172	31
Administraciones Públicas acreedoras	909	847
Instrumentos financieros derivados	42	23
Otros	3.004	4.123
Otros acreedores	4.127	5.024
Pasivo por impuesto corriente	409	290
Total	<u>8.027</u>	<u>8.488</u>

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

## (25) SITUACIÓN FISCAL

### *Gravamen sobre el beneficio*

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol YPF, éste se encuentra sometido, en materia impositiva y de gravamen del beneficio, a distintas jurisdicciones fiscales.

#### a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen especial de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo, repartiéndose éste entre dichas sociedades según el criterio establecido por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en cuanto a registro y determinación de la carga impositiva individual.

Repsol YPF, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2009 es de 48, siendo las más significativas por volumen de negocio las siguientes: la propia Repsol YPF, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol YPF Trading y Transporte, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integran otras dos sociedades, que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

Además, en los estados financieros consolidados se incluye, por consolidación proporcional, todo lo relativo a la tributación por el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Gas Natural. Dicho Grupo tributa para la mayoría de sus sociedades españolas también por el régimen especial de consolidación fiscal, siendo Gas Natural SDG, S.A. la sociedad dominante del Grupo Fiscal 59/93. Las sociedades más significativas que se integran en el mencionado Grupo Fiscal son las siguientes: la propia Gas Natural

SDG, S.A., Gas Natural Castilla León, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A, Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A y Unión Fenosa Distribución, S.A.

Por último, las demás sociedades residentes en España que no están integradas en alguno de los anteriores grupos fiscales tributan, en el Impuesto sobre Sociedades, de forma individualizada.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, aplican el tipo general de gravamen del 30%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 35%, y el grupo Petronor, que aplica la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

b) En Argentina

Las sociedades del Grupo residentes en la República Argentina tributan de forma individualizada en el Impuesto sobre Sociedades aplicando un tipo nominal del 35% sobre el resultado del ejercicio.

Adicionalmente, calculan el Impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio, pudiendo ser éste un impuesto complementario al Impuesto sobre Sociedades. La obligación fiscal en cada ejercicio coincidirá con el mayor de ambos impuestos. No obstante, si el impuesto a la ganancia mínima presunta es superior al Impuesto sobre Sociedades, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del Impuesto sobre Sociedades sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en los diez ejercicios siguientes.

c) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan, en cada uno de los países en los que actúan, aplicando el tipo de gravamen vigente en el Impuesto sobre Beneficios al resultado del ejercicio. Adicionalmente, en algunos países se registran impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al Impuesto sobre Sociedades.

Por otra parte, las sociedades del Grupo residentes en España o Argentina que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al Impuesto sobre Sociedades vigente en los mismos, por la parte de los beneficios que allí se obtienen. Es el caso de las sucursales de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, Libia, Argelia, Perú o Ecuador).

A continuación se indican los tipos de gravamen (nominales) del Impuesto sobre Sociedades aplicables en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

- Libia: 65%
- Argelia: 38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Trinidad y Tobago: 35% (gas), 55% y 57,25% (petróleo)
- Estados Unidos: 35%
- Brasil: 34%
- Ecuador: 25%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%

- Venezuela: 34% (gas) y 50% (petróleo)
- Países Bajos: 25,5%
- Portugal: 26,5%

***Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios***

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2009 y 2008, de acuerdo con el criterio indicado en la nota 4 de Políticas contables, es el siguiente:

	Millones de euros			
	Ejercicio 2009			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
<b>Resultado contable antes de impuestos</b>	<b>1.173</b>	<b>1.001</b>	<b>602</b>	<b>2.776</b>
<u>Ajuste al resultado contable:</u>				
Por diferencias no temporarias	1.179 (1)	211	(143)	1.247
Por diferencias temporarias	(112)	(25)	(348)	(485)
Base Imponible (Resultado fiscal)	2.240	1.187	111 (2)	3.538
Cuota del impuesto	675	415	295	1.385
Deducciones aplicables	(618)	-	-	(618)
Impuesto corriente a pagar	57	415	295	767
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	352	58	(6)	404
<b>Total Gasto por Impuesto corriente</b>	<b>409</b>	<b>473</b>	<b>289</b>	<b>1.171</b>
Impuesto diferido del ejercicio	23	10	95	128
Otros ajustes al gasto por impuesto	(4)	(5)	(160)	(169)
<b>Total Gasto por Impuesto diferido</b>	<b>19</b>	<b>5</b>	<b>(65)</b>	<b>(41)</b>
<b>Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades</b>	<b>428</b>	<b>478</b>	<b>224</b>	<b>1.130</b>

(1) Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español.

(2) Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

	Millones de euros			
	Ejercicio 2008			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
<b>Resultado contable antes de impuestos</b>	<b>2.554</b>	<b>1.239</b>	<b>682</b>	<b>4.475</b>
<u>Ajuste al resultado contable:</u>				
Por diferencias no temporarias	1.600	280	7	1.887
Por diferencias temporarias	(829)	(45)	159	(715)
Base Imponible (Resultado fiscal)	3.325	1.474	848	5.647
Cuota del impuesto	994	516	476	1.986
Deducciones aplicables	(996)	-	-	(996)
Impuesto corriente a pagar	(2)	516	476	990
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	751	10	128	889
<b>Total Gasto por Impuesto corriente</b>	<b>749</b>	<b>526</b>	<b>604</b>	<b>1.879</b>
Impuesto diferido del ejercicio	(89)	39	(23)	(73)
Otros ajustes al gasto por impuesto	209	(23)	(132)	54
<b>Total Gasto por Impuesto diferido</b>	<b>120</b>	<b>16</b>	<b>(155)</b>	<b>(19)</b>
<b>Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades</b>	<b>869</b>	<b>542</b>	<b>449</b>	<b>1.860</b>

La composición, por conceptos, de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance es la siguiente:

	Millones de euros		
	2009	2008	Variación
<b><u>Activo por impuesto diferido:</u></b>			
Provisiones insolvencias de créditos	60	37	23
Provisiones para el personal	114	44	70
Provisión para contingencias	169	167	2
Otras provisiones	271	329	(58)
Créditos fiscales	780	550	230
Otros activos por impuestos diferidos	627	403	224
	<u>2.021</u>	<u>1.530</u>	<u>491</u>
<b><u>Pasivo por impuesto diferido:</u></b>			
Incentivos fiscales	(11)	(49)	38
Plusvalías diferidas	(44)	(61)	17
Diferencias de amortizaciones	(932)	(679)	(253)
Moneda funcional	(683)	(704)	21
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos			
(1)	(1.324)	(788)	(536)
Otros pasivos por impuestos diferidos	(401)	(278)	(123)
	<u>(3.395)</u>	<u>(2.559)</u>	<u>(836)</u>

- (1) En el ejercicio 2009 se ha registrado un pasivo por impuesto diferido por combinaciones de negocio, derivado del impacto fiscal de la adquisición realizada por Gas Natural de Unión Fenosa, por importe de 631 millones de euros.

El importe total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a 11 millones de euros.

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 489 y 415 millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente, correspondientes esencialmente a créditos fiscales por bases imponibles negativas y deducciones no aplicadas, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF.

El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 115 y 91

millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente, al corresponder a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en subsidiarias, sucursales y asociadas que cumplen los requisitos establecidos en NIIF para acogerse a la excepción de registro.

### ***Otra información con trascendencia fiscal***

El importe de las deducciones acreditadas en 2009 asciende a 618 millones de euros, derivadas fundamentalmente de mecanismos para evitar la doble imposición interna e internacional y, en menor medida, por la realización de inversiones.

Tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal y contrarias a las pretensiones del Grupo.

Repsol YPF considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

No obstante, dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado “Otras provisiones” (ver nota 20), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos fiscales. El importe registrado en el balance a 31 de diciembre de 2009 y 2008 por este concepto asciende a 473 millones de euros y 520 millones de euros, respectivamente. Dicha provisión corresponde a un número elevado de litigios sin que ninguno de ellos de forma individual represente un porcentaje significativo de dicho importe.

## **(26) NEGOCIOS CONJUNTOS**

El Grupo participa a 31 de diciembre de 2009 en las sociedades controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo I siendo las principales las siguientes:

<b>Sociedad</b>	<b>% Participación Patrimonial</b>
Alberto Pasqualini REFAP, S.A.	30,00%
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	25,00%
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	25,00%
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	25,00%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Compañía Mega	38,00%
Empresas Lipigas, S.A.	45,00%
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,01%
Petroquiriquire, S.A.	40,00%
Pluspetrol Energy, S.A.	45,00%
Profertil, S.A.	50,00%
Quiriquire Gas, S.A.	60,00%
Refinería del Norte, S.A. (Refinor)	50,00%
Repsol Gas Natural LNG, S.L.	50,00%
Repsol Occidental Corporation	25,00%

A continuación se desglosan los importes consolidados totales relacionados con las participaciones del Grupo Repsol YPF en entidades de control conjunto a 31 de diciembre

de 2009 y 2008:

	Millones de euros	
	2009 <sup>(1)</sup>	2008
Activos corrientes.....	3.423	2.615
Activos no corrientes.....	13.435	6.471
Pasivos corrientes.....	3.424	2.773
Pasivos no corrientes.....	8.983	3.436
Ingresos.....	8.433	9.181
Gastos .....	(7.572)	(8.361)

(1) La variación tan significativa entre las cifras de 2009 y 2008 corresponde, fundamentalmente, a la combinación de negocios de Unión Fenosa realizada por el grupo Gas Natural (sociedad integrada proporcionalmente en los estados financieros consolidados) (ver nota 30).

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2009 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

## (27) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

El análisis de los ingresos y gastos de explotación obtenidos en el ejercicio 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
<b><u>Ingresos</u></b>		
Ventas (1)	45.827	58.475
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos	1.450	1.893
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	94	(274)
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (2)	193	57
Beneficios por enajenación de inmovilizado (3)	178	126
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	16	18
Otros ingresos de explotación	1.274	1.416
	<u>49.032</u>	<u>61.711</u>
<b><u>Gastos</u></b>		
Compras (1)	(31.903)	(40.589)
Variación de existencias	470	(806)
Gastos de personal	(2.087)	(2.023)
Tributos	(1.963)	(2.690)
Servicios exteriores (4)	(4.717)	(5.245)
Transportes y fletes	(976)	(1.200)
Amortizaciones (4)	(3.620)	(3.115)
Dotación de provisiones por deterioro (2)	(119)	(107)
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	(26)	(28)
Otros gastos	(847)	(888)
	<u>(45.788)</u>	<u>(56.691)</u>

(1) Incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos

específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe de 6.893 millones de euros en 2009 y 6.881 millones de euros en 2008.

- (2) Ver nota 10.
- (3) En este epígrafe figuran registrados 49 millones de euros como consecuencia de la venta de la torre de oficinas en el Paseo de la Castellana de Madrid Repsol YPF, S.A (ver nota 31).
- (4) Los costes de exploración han ascendido en 2009 y 2008 a 466 y 571 millones de euros, que se encuentran registrados en los epígrafes amortizaciones y servicios exteriores.

## (28) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Ingresos financieros	141	227
Gastos financieros	(751)	(655)
<b>Intereses de la deuda (incluida preferentes)</b>	<b>(610)</b>	<b>(428)</b>
Por tipo de interés	34	(55)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	34	(55)
Por tipo de cambio	306	86
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	158	33
Diferencias de cambio	148	53
<b>Resultado de posiciones (1)</b>	<b>340</b>	<b>31</b>
<b>Actualización financiera de provisiones</b>	<b>(186)</b>	<b>(144)</b>
<b>Intereses intercalarios (2)</b>	<b>122</b>	<b>67</b>
Leasing	(141)	(54)
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	31	0
Otros ingresos	32	3
Otros gastos	(56)	(19)
<b>Otros gastos financieros</b>	<b>(134)</b>	<b>(70)</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(468)</b>	<b>(544)</b>

- (1) Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver nota 4.3) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados (fundamentalmente por los que no califican de cobertura contable).
- (2) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "Gastos financieros".

## (29) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La información por segmentos del Grupo incluida en esta nota se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 *Segmentos de operación* que ha sido

aplicada por el Grupo por primera vez en 2009.

Los distintos segmentos en los que se estructura la organización del Grupo están basados en las diferentes actividades de las que el Grupo puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos. La citada estructura organizativa del Grupo se fundamenta en la forma en la que la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación del Grupo analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento.

Esta estructura organizativa entró en vigor en el ejercicio 2007 y está orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos. Las líneas principales de la misma son:

- Tres negocios estratégicos integrados:
  - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural, excepto en YPF;
  - GNL, correspondiente al negocio del Gas Natural Licuado, excepto en YPF; y
  - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP, excepto en YPF.
- Dos participaciones en compañías estratégicas:
  - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A. y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; y
  - Gas Natural SDG, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol YPF atendiendo a esta clasificación:

<b>Ingresos de explotación</b>	Millones de euros					
	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2008
<b>Segmentos</b>						
Upstream	2.158	3.515	830	1.399	2.988	4.914
GNL	899	1.296	129	248	1.028	1.544
Downstream	32.803	42.905	35	278	32.838	43.183
YPF	8.557	9.609	121	473	8.678	10.082
Gas Natural SDG	4.540	4.070	112	140	4.652	4.210
Corporación	75	316	338	423	413	739
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos (1)	-	-	(1.565)	(2.961)	(1.565)	(2.961)
<b>TOTAL</b>	<b>49.032</b>	<b>61.711</b>			<b>49.032</b>	<b>61.711</b>

(1) Corresponden principalmente a eliminaciones de operaciones comerciales entre segmentos.



## Resultado de explotación

Segmentos	Millones de euros	
	31/12/2009	31/12/2008
Upstream	781	2.258
GNL	(61)	125
Downstream	1.022	1.048
YPF	1.021	1.159
Gas Natural SDG	748	555
Corporación	(267)	(125)
<b>Total Resultado de explotación de los segmentos sobre los que se informa</b>	<b>3.244</b>	<b>5.020</b>
(+/-) Resultados no asignados ( Resultado financiero)	(468)	(544)
(+/-) Otros resultados ( Resultado de las entidades registradas por el método de la participación)	86	66
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	12	-
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y DESPUÉS DE PARTICIPADAS</b>	<b>2.874</b>	<b>4.542</b>

A continuación se detallan otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2009 y 2008:

	Millones de euros						
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	Total
<u>2009</u>							
Total activos (1) (2)	8.678	3.195	15.168	10.928	13.484	6.630	58.083
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	91	302	67	34	37		531
Dotación de amortización del inmovilizado	(859)	(100)	(676)	(1.500)	(427)	(58)	(3.620)
Inversiones	1.122	125	1.649	956	5.060	91	9.003
Resultado de las entidades contabilizadas por el método de la participación	(2)	39	26	5	18		86

	Millones de euros						
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	Total
<u>2008</u>							
Total activos (1) (2)	8.801	1.837	13.685	11.762	5.804	7.175	49.064
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	49	349	78	36	13	-	525
Dotación de amortización del inmovilizado	(650)	(48)	(677)	(1.465)	(224)	(51)	(3.115)
Inversiones	1.184	242	1.545	1.508	894	224	5.597
Resultado de las entidades contabilizadas por el método de la participación	(31)	62	27	6	2	-	66

- (1) Incluye en cada segmento el importe de las inversiones valoradas por el método de la participación correspondientes al mismo.
- (2) En 2009 y 2008 se incluyen en el epígrafe "Corporación y ajustes" activos financieros por importe de 4.211 millones de euros y 4.980 millones de euros, respectivamente.

La distribución geográfica de las principales magnitudes, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, es el siguiente:

	Millones de euros							
	Ingresos de explotación		Resultado de explotación		Inversiones		Activos	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
<b>Upstream</b> .....	<b>2.988</b>	<b>4.914</b>	<b>781</b>	<b>2.258</b>	<b>1.122</b>	<b>1.184</b>	<b>8.678</b>	<b>8.801</b>
Norteamérica y Brasil .....	614	353	63	40	435	478	3.093	3.067
Norte de Africa .....	719	1.907	372	1.202	241	376	1.121	1.388
Resto del Mundo .....	1.748	2.751	346	1.016	446	330	4.464	4.345
Ajustes .....	(93)	(97)	-	-	-	-	-	-
<b>GNL</b> .....	<b>1.028</b>	<b>1.544</b>	<b>(61)</b>	<b>125</b>	<b>125</b>	<b>242</b>	<b>3.195</b>	<b>1.837</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>32.838</b>	<b>43.183</b>	<b>1.022</b>	<b>1.048</b>	<b>1.649</b>	<b>1.545</b>	<b>15.168</b>	<b>13.685</b>
Europa .....	30.493	39.903	800	1.127	1.583	1.469	13.311	12.035
Resto del Mundo .....	3.887	5.547	222	(79)	66	76	1.857	1.650
Ajustes .....	(1.542)	(2.267)	-	-	-	-	-	-
<b>YPF (1)</b> .....	<b>8.678</b>	<b>10.082</b>	<b>1.021</b>	<b>1.159</b>	<b>956</b>	<b>1.508</b>	<b>10.928</b>	<b>11.762</b>
<b>Gas Natural SDG</b> .....	<b>4.652</b>	<b>4.210</b>	<b>748</b>	<b>555</b>	<b>5.060</b>	<b>894</b>	<b>13.484</b>	<b>5.804</b>
<b>Corporación, otros y ajustes</b> .....	<b>(1.152)</b>	<b>(2.222)</b>	<b>(267)</b>	<b>(125)</b>	<b>91</b>	<b>224</b>	<b>6.630</b>	<b>7.175</b>
<b>TOTAL</b>	<b>49.032</b>	<b>61.711</b>	<b>3.244</b>	<b>5.020</b>	<b>9.003</b>	<b>5.597</b>	<b>58.083</b>	<b>49.064</b>

(1) Las magnitudes correspondientes a YPF se han generado fundamentalmente en Argentina.

Asimismo, la distribución del importe neto de la cifra de negocios, (correspondiente a los epígrafes “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos” de la cuenta de resultados adjunta), por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
España	24.224	28.594
Unión Europea	4.427	6.170
Países OCDE	2.259	4.654
Otros países	16.367	20.950
<b>TOTAL</b>	<b>47.277</b>	<b>60.368</b>

### **(30) COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN**

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de las estas cuentas anuales consolidadas se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro durante los ejercicios 2009 y 2008. A continuación se describen las principales combinaciones de negocios realizadas en ambos ejercicios.

### Adquisición de Unión Fenosa

Los importes citados en este apartado relativos a la adquisición por parte de Gas Natural de la participación en Unión Fenosa se detallan teniendo en cuenta la participación del Grupo Repsol en Gas Natural y que a la fecha de adquisición ascendía al 30,89%, excepto por los porcentajes, que se reflejan por el 100% de la participación de Gas Natural.

A 31 de diciembre de 2008, Gas Natural SDG, S.A. poseía una participación del 14,7% sobre el capital social de Unión Fenosa, S.A., (9,9% adquirido al grupo ACS el 5 de agosto de 2008, de acuerdo al contrato de compraventa de acciones suscrito al 30 de julio de 2008 y 4,7% adquirido a Caixanova el 12 de diciembre de 2008), que se mantenía registrada en el epígrafe Activos financieros disponibles para la venta y cuyo coste de adquisición ascendía a 756 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural). Este importe figuraba registrado a 31 de diciembre de 2008 en el epígrafe de activos financieros disponibles para la venta de acuerdo con NIC 39 (ver nota 13).

Adicionalmente, en 2008, Gas Natural suscribió diversos contratos de *Equity Swap* y un contrato de compraventa con Caja Navarra que le conferían el derecho a adquirir en 2009 el 9,7% de los derechos de voto de Unión Fenosa, a un precio medio de 17,33 euros por acción. Estos contratos se registraron por su valor razonable como derivados financieros en el epígrafe “Activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados” (ver notas 13 y 19).

De acuerdo con lo mencionado en el contrato de compraventa de acciones suscrito con el grupo ACS, la adquisición del resto de su participación, que suponía un 35,3% del capital social de Unión Fenosa, quedaba sujeta a la resolución definitiva en vía administrativa de las autoridades en materia de Competencia autorizando su transmisión. El 26 de febrero de 2009, una vez recibida la autorización, Gas Natural adquirió dicho 35,3% adicional por un importe de 1.797 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural). Dado que Gas Natural alcanzó un porcentaje de derechos de voto del 50%, superior al 30%, quedó obligada a formular una Oferta Pública de Adquisición (OPA) obligatoria por la totalidad de los valores de Unión Fenosa, S.A. de los que no era titular, quedando mientras tanto limitados sus derechos políticos hasta el 30%, por lo que nombró 4 consejeros de un total de 20 consejeros en su Consejo de Administración.

Como consecuencia de la representación en el Consejo de Administración existía influencia significativa, por lo que a efectos contables, la participación en Unión Fenosa, S.A. tomó la consideración de participación en empresa asociada y se consolidó en el grupo Gas Natural por el método de la participación desde el 28 de febrero de 2009.

La OPA fue aprobada por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) el 18 de marzo y el 21 de abril la CNMV notificó a Gas Natural el resultado positivo de la misma, adquiriendo Gas Natural SDG, S.A. como consecuencia de la liquidación una participación adicional del 34,8% por un importe de 1.771 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural). Durante el mes de abril de 2009, Gas Natural adquirió unas participaciones adicionales del 10,1% como consecuencia de la liquidación de diversos contratos *Equity swap* suscritos con anterioridad y del 0,3% como consecuencia de la liquidación de un contrato de compraventa suscrito en 2008 por un importe total de 532 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural). Con todas estas adquisiciones Gas Natural alcanzó una participación total del 95,2% del capital de Unión Fenosa, S.A. por un importe acumulado, incluyendo los costes de

adquisición, de 4.880 millones de euros (importe correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural). El porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural, tras la OPA ascendía al 30,89%.

La Junta General de Accionistas celebrada el 26 de junio de 2009 aprobó el proyecto de fusión por absorción entre Gas Natural SDG, S.A. (como sociedad absorbente) y Unión Fenosa, S.A. y Unión Fenosa Generación, S.A. (como sociedades absorbidas) a través de la disolución sin liquidación de las sociedades absorbidas, traspasándose en bloque a la sociedad absorbente la totalidad de su patrimonio.

Con fecha 1 de septiembre, una vez cumplidos los plazos legales y obtenidas todas las autorizaciones necesarias, la fusión quedó inscrita en el Registro Mercantil, siendo ésta efectiva a partir de dicha fecha. Como consecuencia de las ecuaciones de canje aprobadas y revisadas por un experto independiente, Gas Natural SDG, S.A. emitió 26.204.895 acciones, emisión que fue únicamente dirigida a los intereses minoritarios de Unión Fenosa. Como consecuencia de esta ampliación de capital, la participación de Repsol YPF en Gas Natural ha quedado fijada a partir del 1 de septiembre de 2009 en el 30,01%.

Como consecuencia de la culminación del proceso de adquisición, el 23 de abril de 2009, Gas Natural SDG, S.A. alcanzó la mayoría en el Consejo de Administración de Unión Fenosa, S.A. y tomó control efectivo para dirigir las políticas financieras y de explotación, si bien, a efectos contables se ha utilizado el 30 de abril de 2009, por considerar que la diferencia entre ambas fechas es poco significativa. Desde esta última fecha, la participación de Gas Natural en Unión Fenosa se consolida por el método de integración global. Gas Natural consolida por integración proporcional en los estados financieros del Grupo.

Teniendo en cuenta que Gas Natural ha adquirido el control de Unión Fenosa en diversas adquisiciones, se ha registrado aplicando lo indicado en la NIIF 3 para las combinaciones de negocios realizadas por etapas. De este modo, el coste total de la combinación es la suma de los costes de las transacciones individuales y asciende a 4.880 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural). El fondo de comercio provisional se ha calculado por diferencia entre el coste y la participación en el valor razonable de los activos identificables y pasivos existentes en la fecha de cada transacción. La diferencia de primera consolidación la constituye la suma de los fondos de comercio calculados en cada compra parcial y asciende a 1.745 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural).

El detalle de los activos netos adquiridos al 30 de abril de 2009 y el fondo de comercio es el siguiente (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural):

	<u>Millones de euros</u>
Coste de adquisición	4.860
Gastos de adquisición	20
<b>Total precio de compra</b>	<b>4.880</b>
Valor razonable de los activos netos adquiridos	3.135
<b>Fondo de comercio</b>	<b>1.745</b>

	Millones de euros	
	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado intangible	1.031	141
Inmovilizado material	5.214	3.961
Activos financieros no corrientes	439	457
Activo por impuesto diferido	254	251
Otros activos corrientes	1.104	1.107
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	66	66
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>8.108</b>	<b>5.983</b>
Intereses minoritarios	449	389
Pasivos financieros no corrientes	1.719	1.999
Otros pasivos no corrientes	545	490
Pasivos por impuestos diferidos	784	177
Otros pasivos corrientes	1.326	1.323
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>4.823</b>	<b>4.378</b>
<b>Activos netos adquiridos</b>	<b>3.285</b>	<b>1.605</b>
<b>Variaciones patrimoniales hasta la fecha de control</b>	<b>(4)</b>	
<b>Intereses minoritarios</b>	<b>(146)</b>	
<b>Valor razonable de los activos netos adquiridos</b>	<b>3.135</b>	
<b>Precio de compra</b>	<b>4.880</b>	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	66	
<b>Precio de compra neto</b>	<b>4.814</b>	

El importe del resultado neto consolidado del período aportado por Unión Fenosa desde la fecha de adquisición ha ascendido a 119 millones de euros (importe proporcional a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural). Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2009, el incremento del importe neto de la cifra de negocios consolidada y del resultado consolidado del periodo hubiera sido 667 millones de euros y 48 millones de euros (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural), respectivamente.

La contabilización de esta combinación de negocios ha sido determinada de manera provisional, dado que a fecha de aprobación de estas Cuentas Anuales aún no se ha finalizado la valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos y que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición de Unión Fenosa establecido por la NIIF 3. En este proceso de valoración provisional se han utilizado expertos independientes que han aplicado criterios de valoración generalmente aceptados.

Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, y en relación con el valor en libros de Unión Fenosa a la fecha de la compra, los principales activos y pasivos identificados a valor razonable son los siguientes:

- Inmovilizado intangible correspondiente básicamente a licencias de distribución eléctrica, y contratos de aprovisionamientos de gas y otros derechos contractuales.

- Inmovilizado material correspondiente a centrales de ciclo combinado, centrales nucleares, centrales hidráulicas, centrales térmicas, parques de generación eólica, redes de distribución eléctrica, yacimientos de carbón y otras instalaciones.
- Pasivos por impuestos diferidos correspondientes a las revalorizaciones mencionadas anteriormente por la parte que se estima que finalmente serán no deducibles.

El fondo de comercio provisional resultante de esta combinación de negocios es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido y a los beneficios y sinergias que se prevé que surjan como consecuencia de la adquisición e integración de Unión Fenosa en Gas Natural.

#### Otras adquisiciones en 2009

En marzo de 2009 el Grupo adquirió la sociedad Murphy Ecuador Oil Company Ltd. (actualmente denominada Amodaimi-Oil Company Ltd.), que posee el 20% del Bloque 16 en Ecuador, por importe de 66 millones de euros. Tras ello, la participación consolidada de Repsol en dicho Bloque asciende al 55%. Esta adquisición se enmarcó en el contexto de los acuerdos alcanzados con el Gobierno de Ecuador (ver nota 2).

#### Adquisiciones en 2008

Con fecha 3 de julio de 2008 el Grupo, a través de Gas Natural, adquirió en Italia el 100% del capital de la sociedad Pitta Costruzioni, S.p.A.. Si la adquisición de esta sociedad se hubiera producido el 1 de enero de 2008, la contribución a los ingresos operativos hubiera ascendido a 1 millón de euros y no hubiera representado ningún impacto en el resultado operativo. El efectivo pagado en la adquisición de esta sociedad ascendió a 8 millones de euros, habiéndose generado en la adquisición un fondo de comercio de 1 millón de euros aproximadamente, atribuible a la alta rentabilidad y las sinergias esperadas con las operaciones de Gas Natural.

### **(31) DESINVERSIONES**

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por desinversiones registrados en los ejercicios 2009 y 2008:

	Millones de euros	
	2009	2008
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	413	920
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	373	102
Otros activos financieros	307	23
Total desinversiones	1.093	1.045

#### Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio

Las ventas de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en los ejercicios 2009 y 2008 se detallan en el Anexo I Variaciones del perímetro de consolidación. A continuación se describen las principales desinversiones llevadas a cabo por el Grupo durante estos dos ejercicios.

Con fecha 2 de julio de 2009, Gas Natural materializó la venta del 13% de Indra Sistemas, S.A. por importe 99 millones de euros. El 5% restante de la participación ha sido clasificada como activo financiero mantenido para la venta (ver nota 13). La operación no ha tenido impacto en la cuenta de resultados porque el precio de venta ha coincidido con el valor razonable de dicha participación a la fecha de la adquisición de Unión Fenosa. La participación en el resultado del ejercicio aportado por Indra Sistemas, S.A. ha ascendido a 1,5 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural).

En diciembre de 2009 y, en el marco de actuaciones acordadas con la Comisión Nacional de Competencia en relación con la adquisición de Unión Fenosa, Gas Natural ha vendido al grupo Naturgas la rama de actividad de distribución de gas en la Comunidad Autónoma de Cantabria y en la Región de Murcia, la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes domésticos y PYMES y la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas, así como las redes de distribución de alta presión en Cantabria, País Vasco y Asturias. Estos activos estaban registrados como activos no corrientes mantenidos para la venta desde julio de 2009. El importe de la venta ha ascendido a 102 millones de euros y ha generado una plusvalía de aproximadamente 15 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural).

Adicionalmente, en octubre de 2009 Gas Natural acordó con Colener, S.A.S., Inversiones Argos y Banca de Inversión Bancacolombia, S.A. Corporación Financiera la venta de su 63,8% de participación en Empresa de Energía del Pacífico, S.A. (EPSA). Estos activos fueron clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta desde esa fecha. La venta ha tenido lugar en diciembre de 2009, una vez obtenidas las autorizaciones precisas, por un importe de 207 millones de euros y ha generado una plusvalía antes de impuestos de 3 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural, excepto por los porcentajes).

El 21 de febrero de 2008 Repsol YPF firmó el acuerdo de venta de un 14,9% de YPF, S.A. a Petersen Energía por un importe de 2.235 millones de dólares, instrumentando un préstamo al comprador por importe de 1.015 millones de dólares. El cobro por esta desinversión ascendió a 1.220 millones de dólares (827 millones de euros). Adicionalmente en noviembre de 2008 Petersen Energía ejerció una opción de compra de un 0,10% adicional por un importe de 13 millones de dólares (10 millones de euros). Estas ventas generaron un beneficio consolidado antes de impuestos de 88 millones de euros registrados en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones del inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta. Los efectos principales de esta transacción en el balance consolidado del Grupo fueron un incremento en el epígrafe “Intereses Minoritarios” de 987 millones de euros, y una reducción del fondo de comercio por importe de 292 millones de euros.

De acuerdo con los términos del mismo acuerdo de venta, Petersen Energía cuenta con una opción de compra de un 10% adicional. A 31 de diciembre de 2009 el Grupo cuenta con una participación del 84,04% en YPF.

El 30 de abril de 2008 se suscribió el contrato de transmisión del 1,08% de las acciones de Empresa Petrolera Andina, S.A. (actualmente YPFB Andina, S.A.) entre Repsol YPF e YPFB por un importe de 4 millones de euros. Este acuerdo adquirió plena eficacia el día 5 de mayo mediante el otorgamiento de la correspondiente escritura pública. La pérdida generada por esta transacción, registrada en el epígrafe “Gastos por dotación de provisiones y pérdidas por enajenaciones del inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta ascendió a 4 millones de euros. El porcentaje de participación del Grupo en la compañía con posterioridad a la transferencia de las acciones asciende al 48,92%.

De acuerdo con la nueva estructura accionarial y los acuerdos de gestión de YPFB Andina, S.A, a partir de 1 de mayo de 2008, se consolida por el método de integración proporcional. Los efectos principales en los estados financieros consolidados del Grupo en dicha fecha, como consecuencia de este cambio en el método de consolidación, han sido una reducción de los activos de 431 millones de euros, de los intereses minoritarios de 259 millones de euros y de los pasivos de 164 millones de euros.

En Septiembre de 2008 Repsol YPF vendió a la compañía Primax las estaciones de servicio y las actividades de lubricantes y aviación en Ecuador gestionadas por las compañías Repsol YPF Comercial de Ecuador, S.A. y Combustibles Industriales Oiltrader, S.A. por importe de 32 millones de euros.

El 16 de diciembre de 2008 el Grupo vendió su participación en Refinería de Petr6leos de Manguinhos. El resultado de la venta fue inferior a 1 mill6n de euros.

Con fecha 19 de diciembre de 2008 Repsol YPF vendió al grupo brasileño AleSat Combustíveis sus actividades de comercialización de combustibles en Brasil que eran gestionadas a través de Repsol YPF Distribuidora, y consistían en una red de 327 estaciones de servicio, además de la infraestructura comercial, logística y otros negocios complementarios, por importe de 17 millones de euros. El resultado generado por esta operación ascendió a 14 millones de euros, registrados en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta. Los activos netos dados de baja como consecuencia de esta venta ascendieron a 3 millones de euros.

#### Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias

Con fecha 30 de julio de 2007 Repsol YPF, S.A. firmó un contrato por el que vendió a Caja Madrid la parcela en la que se sitúa un edificio de oficinas en construcción en Madrid, así como la obra ejecutada sobre la misma a esa fecha por un importe total de 815 millones de euros, de los cuales 570 millones de euros fueron registrados como desinversión en el ejercicio 2007. En el mismo contrato Repsol YPF, S.A. se comprometía a continuar la promoción y ejecución de las obras de construcción pendientes hasta su finalización, a fin de construir el citado edificio de oficinas. La entrega oficial del edificio al comprador ha tenido lugar en el ejercicio 2009. Como consecuencia de esta entrega se ha producido una desinversión adicional de 245 millones de euros y una plusvalía de 49 millones de euros, que figura en la línea "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de pérdidas y ganancias.

En 2008 no se produjeron desinversiones individualmente significativas.

#### Otros activos financieros

En 2009 se han enajenado las participaciones de Unión Fenosa en Red Eléctrica Corporación, S.A. e Isagen por parte de Unión Fenosa, por importe de 32 millones de euros. Estas ventas no han tenido impacto en la cuenta de resultados porque el precio de venta ha coincidido con el valor razonable a la fecha de adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural. Adicionalmente incluye 47 millones de euros en relación con la venta del 5% de participación en Enagás por parte de Gas Natural que ha generado un beneficio antes de impuestos de 31 millones de euros, reduciendo los “Ajustes por cambio de valor” por el mismo importe (ver nota 13) (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural, excepto por los porcentajes).

En 2008 no se produjeron desinversiones significativas.



### (32) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol YPF realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado.

A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

- a. Accionistas significativos: según la última información disponible, los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol YPF son:
  - Sacyr Vallehermoso, S.A. tiene una participación total de 20,01%
  - Critería Caixa Corp. S.A. (perteneciente a Grupo Caixa) tiene una participación total directa e indirecta del 14,31% en Repsol YPF.
  - Petróleos Mexicanos (Pemex) tiene una participación total del 4,806 %, a través de Pemex Internacional España, S.A y de varios instrumentos financieros (ver nota 15.1).
- b. Administradores y directivos: entendiéndose como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.
- c. Las sociedades del Grupo por la parte no poseída. Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación).

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2009 por operaciones con partes vinculadas:

	Millones de euros			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
<b>GASTOS E INGRESOS:</b>				
Gastos financieros	5	-	-	5
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	2	-	8	10
Recepciones de servicios	6	-	370	376
Compra de bienes (terminados o en curso)	2.081	-	4.783	6.864
Otros gastos	9	-	12	21
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>2.103</b>	<b>-</b>	<b>5.174</b>	<b>7.277</b>
Ingresos financieros (1)	23	-	23	46
Contratos de gestión o colaboración	-	-	6	6
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	1	1
Prestaciones de servicios	36	-	26	62
Venta de bienes (terminados o en curso)	323	-	910	1.233
Otros ingresos	4	-	57	61
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>386</b>	<b>-</b>	<b>1.023</b>	<b>1.409</b>

OTRAS TRANSACCIONES	Millones de euros			Total
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	11	-	-	11
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista) (1)	-	-	345	345
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1	-	3	4
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	-	-	1	1
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (2)	915	-	3	918
Garantías y avales prestados	151	-	-	151
Garantías y avales recibidos	50	-	-	50
Compromisos adquiridos (3)	98	-	43.750	43.848
Compromisos / garantías cancelados	(1)	-	-	(1)
Dividendos y otros beneficios distribuidos (4)	750	1	-	751
Otras operaciones (5)	2.482	-	-	2.482

- (1) Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a los préstamos concedidos al Comité de Dirección. El importe de estos préstamos es inferior a un millón de euros.
- (2) Incluye líneas de crédito por importe de 403 millones de euros con el Grupo Caixa.
- (3) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.
- (4) Dividendo distribuido a Administradores y personal directivo inferior a un millón de euros.
- (5) Incluye inversiones a corto plazo por importe de 747 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 736 millones de euros y de tipo de interés por 806 millones de euros con el Grupo Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2008 por operaciones con partes vinculadas:

GASTOS E INGRESOS:	Millones de euros			Total
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	
Gastos financieros	6	-	1	7
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	2	-	3	5
Recepciones de servicios	8	-	366	374
Compra de bienes (terminados o en curso)	2.109	-	5.056	7.165
Otros gastos	14	-	6	20
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>2.139</b>	<b>-</b>	<b>5.433</b>	<b>7.572</b>
Ingresos financieros (1)	10	-	30	40
Contratas de gestión o colaboración	-	-	7	7
Prestaciones de servicios	32	-	20	52
Venta de bienes (terminados o en curso)	466	-	1.650	2.116
Otros ingresos	5	-	47	52
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>513</b>	<b>-</b>	<b>1.754</b>	<b>2.267</b>

OTRAS TRANSACCIONES	Millones de euros			Total
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	9	-	-	9
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista) (1)	59	-	376	435
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (2)	521	-	2	523
Garantías y avales prestados	12	-	74	86
Garantías y avales recibidos	91	-	-	91
Compromisos adquiridos (3)	(95)	-	40.493	40.398
Dividendos y otros beneficios distribuidos (4)	503	-	-	503
Otras operaciones (5)	1.686	-	2	1.688

- (1) Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a los préstamos concedidos al Comité de Dirección. El importe de estos préstamos es inferior a un millón de euros.
- (2) Incluye líneas de crédito por importe de 488 millones de euros con La Caixa.
- (3) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.
- (4) Dividendo distribuido a Administradores y personal directivo inferior a un millón de euros.
- (5) Incluye inversiones a corto plazo por 520 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 216 millones de euros y de tipo de interés por 557 millones de euros con La Caixa.

Las operaciones realizadas por Repsol YPF, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones. Las ventas realizadas a partes vinculadas se realizan de acuerdo con los criterios descritos en la nota 4.21 de políticas contables.

### **(33) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO**

#### 33.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones percibidas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 6,305 millones de euros, lo cual representa 0,404% del resultado del período atribuido a la sociedad dominante.

##### a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, la Sociedad podrá destinar en cada ejercicio a retribuir a los miembros del Consejo de Administración una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podrá ser detrída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras que fueren obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%.

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones a percibir anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo ascendió, en los ejercicios 2009 y 2008, a los siguientes importes:

Órgano de Gobierno	Euros	
	2009	2008
Consejo de Administración	172.287	172.287
Comisión Delegada	172.287	172.287
Comisión de Auditoría y Control	86.144	86.144
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	43.072	43.072
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	43.072	43.072

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2009 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,914 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)					
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit	C. Nombram.	C. Estrat.	TOTAL
Antonio Brufau	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Luis Suárez de Lezo	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Antonio Hernández-Gil	71.786	71.786	-	17.947	-	161.519
Carmelo de las Morenas	172.287	-	86.144	-	-	258.431
Henri Philippe Reichstul	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Paulina Beato	172.287	-	86.144	-	-	258.431
Javier Echenique	172.287	172.287	86.144	-	-	430.718
Artur Carulla	172.287	114.858	-	43.072	-	330.217
Luis del Rivero	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Juan Abelló	172.287	-	-	-	43.072	215.359
Pemex Intern. España	172.287	172.287	-	-	43.072	387.646
José Manuel Loureda	172.287	-	-	28.715	43.072	244.074
Luis Carlos Croissier	172.287	-	-	-	43.072	215.359
Isidro Fainé	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Juan María Nin	172.287	-	-	43.072	43.072	258.431
Ángel Durández	172.287	-	86.144	-	-	258.431
Mª Isabel Gabarró Miquel	114.858	-	-	28.715	28.715	172.288

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.
- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo, y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria, fija y variable, anual y en especie (vivienda y otros) percibida en el año 2009 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,969 millones de euros, correspondiendo 2,625 a D. Antonio Brufau y 1,344 a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración variable plurianual percibida por D. Antonio Brufau, determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2009, ha ascendido a 0,988 millones de euros. La retribución variable plurianual percibida por D. Luis Suárez de Lezo, como partícipe de dicho programa, ha ascendido a 0,222 millones de euros.

Estas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2009 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,437 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros			
	YPF	Gas Natural	CLH	TOTAL
Antonio Brufau	67.738	265.650	-	333.388
Luis Suarez de Lezo	67.917	-	35.869	103.786

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol YPF.

e) Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2009 a 2,747 millones de euros. Corresponden 2,468 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,279 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

f) Incentivos

Los Consejeros que no ocupan puestos ejecutivos en la Compañía no han percibido retribución variable plurianual.

33.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2009, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

33.3) Operaciones con los administradores

A continuación se informa de las operaciones realizadas con los Administradores, de conformidad con lo establecido en la Ley 26/2003 de 17 de julio, por la que se modifican la Ley 24/1988 de 28 de julio, del Mercado de Valores, y el texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, con el fin de reforzar la transparencia de las

sociedades anónimas cotizadas.

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones descritas en la nota 32 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Accionistas significativos de la sociedad), los Administradores de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Excepto por lo desglosado en el Anexo III ninguno de los Administradores posee participación alguna, ni ejercen cargos en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF, ni han realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o complementario género del que constituye el objeto social de Repsol YPF.

### 33.4) Retribución del personal directivo

#### a) Alcance

A efectos de información, en este apartado, Repsol YPF considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información incluida en esta nota corresponde a 9 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2009, excluidos aquellos en los que concurre la condición de consejeros de la sociedad dominante, dado que la información correspondiente a éstos ya ha sido incluida en el apartado 1) de esta nota.

#### b) Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, calculado como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se percibe en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos, y, en su caso, del pago correspondiente al plan de incentivos plurianual.

En el ejercicio 2009, la retribución total percibida por el personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección, asciende a un total de 12,652 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

<u>Concepto</u>	<u>Millones de Euros</u>
Sueldo	5,590
Dietas	0,390
Remuneración Variable	5,769
<u>Remuneración en Especie</u>	<u>0,903</u>

c) Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones correspondientes a 2009, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,419 millones de euros.

d) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2009 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver en nota 4.16 y nota 21), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,493 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

El personal directivo se encuentra cubierto por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y directivos del Grupo Repsol YPF.

e) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2009, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,272 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 3,062% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

### 33.5) Indemnizaciones al personal directivo

En 2009, las indemnizaciones percibidas por parte del personal directivo de la Compañía por extinción de contrato y pactos de no concurrencia ascienden a 9 millones de euros.

### 33.6) Operaciones con el personal directivo

Aparte de la información referida en los apartados 4 y 5 anteriores de la presente nota y de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, los miembros del personal directivo de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Adicionalmente, a los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver nota 33.4.a) se le reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si esta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del personal directivo a que se refiere esta nota (ver nota 33.4.a), incluido el Consejero Secretario General.

### (34) PLANTILLA

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre 2009 fue de 41.014 personas, mientras que la plantilla media durante el año ha sido de 39.815 trabajadores. Las siguientes tablas muestran la distribución de la plantilla total por categorías profesionales a cierre de los ejercicios 2009 y 2008:

	Número de personas	
	2009	2008
Hombres	30.326	26.980
Mujeres	10.688	9.558
	<u>41.014</u>	<u>36.538</u>

	Número de personas	
	2009	2008
Directivos	637	354
Jefes Técnicos	3.324	2.423
Técnicos	16.423	15.822
Puestos Operativos (Administrativos, Operarios y Subalternos)	20.630	17.939
	<u>41.014</u>	<u>36.538</u>

El incremento de plantilla de 2009 respecto a 2008 se debe fundamentalmente a la incorporación de los empleados del grupo Unión Fenosa tras la combinación de negocios realizada por Gas Natural (ver nota 30).

### (35) PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS

#### **Garantías**

A 31 de diciembre de 2009 las compañías del Grupo Repsol YPF han prestado las siguientes garantías a terceros o a compañías del Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (compañías integradas proporcionalmente en la proporción no poseída por el Grupo y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen aquellas de importe significativo:

- El Grupo ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Central Dock Sud, S.A. por un importe de 14 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías para las actividades de financiación de Atlantic LNG Company of T&T, en la que el Grupo participa en un 20%, por importe de 31 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados



- con esta operación por aproximadamente, 10 millones de euros así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 10 millones de euros. El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.
- El Grupo ha otorgado garantías por actividades de financiación al grupo Petersen para la adquisición de una participación de YPF por un importe de 74 millones de euros.
  - Repsol YPF ha firmado determinados contratos de soporte y garantías en relación con los acuerdos de financiación de Perú LNG, S.R.L., una compañía de Project finance constituida para construir y operar una planta de licuación de gas, incluyendo una terminal marina de carga, en Pampa Melchorita, Perú, así como un gasoducto, que se espera que estén operativos en 2010. Repsol YPF tiene una participación del 20% en Perú LNG S.R.L. que se contabiliza aplicando el método de la participación. Repsol YPF ha otorgado garantías de terminación y de precio, que cubrirán la diferencia que pueda existir entre el precio al cual se compre el gas natural y el precio al que esta compañía venda el GNL. Estas garantías se han otorgado conjuntamente con el resto de socios del proyecto, cada uno en la proporción de su participación en el endeudamiento incurrido para el desarrollo del mismo, (en el caso de Repsol YPF el importe total estimado en su proporción es de 450 millones de dólares (312 millones de euros)).
  - El Grupo ha otorgado garantías por la cesión de dos contratos de Offshore Drilling Services garantizando a Maerks Oil Brasil Ltd y a Petrobras Brasil unos importes aproximados de 57 millones de euros y 43 millones de euros, respectivamente. En ambos casos se han recibido garantías corporativas de las casas matrices de estas compañías. El contrato de cesión a Petrobras expiró el 23 de septiembre de 2009, sin embargo Stena Drillmax, beneficiario de la garantía, reclama al Grupo, como contragarante, 20 millones de dólares (14 millones de euros).

Adicionalmente, Repsol YPF otorga otro tipo de garantías e indemnizaciones, principalmente indemnizaciones específicas en relación con la venta de activos, dentro del curso normal de las operaciones. El Grupo no considera que estos acuerdos fuera de balance vayan a tener en el futuro un impacto significativo en los estados financieros adjuntos.

#### Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2009 los principales compromisos firmes a largo plazo de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol YPF son los siguientes:

<b>Compromisos</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>Ejercicios posteriores</b>	<b>Total</b>
<b>Arrendamientos operativos (1)</b>							
Transporte - Time Charter (2)	154	98	80	51	49	765	<b>1.197</b>
Arrendamientos operativos (3)	206	193	172	149	110	846	<b>1.676</b>
<b>Compromisos de compra</b>	3.660	4.192	4.744	5.079	4.731	62.679	<b>85.085</b>
Crudo y otros	795	275	255	197	133	484	<b>2.139</b>
Gas natural (4)	2.865	3.917	4.489	4.882	4.598	62.195	<b>82.946</b>
<b>Compromisos de inversión (5)</b>	1.249	666	403	231	109	4.064	<b>6.722</b>
<b>Prestación de servicios</b>	1.130	464	352	248	246	1.556	<b>3.996</b>
<b>Compromisos de transporte (6)</b>	129	113	114	91	89	547	<b>1.083</b>
<b>Total deuda financiera</b>	3.559	2.630	1.772	2.789	3.027	3.382	<b>17.159</b>
<b>Acciones preferentes</b>	70	57	57	233	55	3.504	<b>3.976</b>
<b>Otros pasivos reflejados en el Balance</b>	8.074	202	210	209	209	4.318	<b>13.222</b>
<b>TOTAL</b>	<b>18.231</b>	<b>8.615</b>	<b>7.904</b>	<b>9.080</b>	<b>8.625</b>	<b>81.661</b>	<b>134.116</b>

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol YPF.

- (1) Los gastos registrados en el ejercicio por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2009 y 2008, ascienden a 522 y 471 millones de euros, respectivamente.
- (2) Repsol YPF dispone actualmente en régimen de “time charter” de 39 buques tanque (4 de ellos a través de la sociedad filial Gas Natural SDG, S.A.) para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural licuado, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del período 2009 – 2012. El importe del alquiler a satisfacer por estos petroleros asciende a 119 millones de euros para el ejercicio 2010. Adicionalmente en este epígrafe se incluye la parte operativa de las pólizas de fletamento de los buques adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 35 millones de euros.
- (3) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 837 millones de euros.
- (4) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de compra de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural por importe de 18.581 millones de euros, y compromisos del Grupo Repsol YPF de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 14.007 millones de euros y en Perú por importe de 39.578 millones de euros.
- (5) Este importe recoge compromisos de transporte a largo plazo adquiridos por el Grupo Repsol YPF fundamentalmente 1.334 millones de euros por la entrega futura de 4 buques para el transporte de GNL en Perú.
- (6) Incluye 500 millones de euros correspondientes al acuerdo que firmó Repsol YPF Ecuador, S.A. el 30 de enero de 2001, con Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador, S.A., propietaria de un oleoducto de crudos pesados en Ecuador, en virtud del cual se comprometió a transportar la cantidad de 100.000 barriles/día de crudo (36,5 millones de barriles/año) durante un período de 15 años, contados desde la fecha de su puesta en funcionamiento, en septiembre de 2003, a una tarifa variable determinada según contrato.

Venta	2010	2011	2012	2013	2014	Ejercicios posteriores	Total
<b>Compromisos de venta</b>	5.838	4.387	4.459	4.572	4.678	38.847	<b>62.781</b>
Crudo y otros	2.764	1.434	1.193	1.198	1.167	6.995	<b>14.751</b>
Gas natural (1)	3.074	2.953	3.266	3.374	3.511	31.852	<b>48.030</b>
<b>Compromisos de transporte</b>	22	22	22	22	22	52	<b>162</b>
<b>Prestación de servicios</b>	321	280	306	259	208	1.633	<b>3.007</b>
<b>Arrendamientos (2)</b>	96	60	58	47	47	50	<b>358</b>
<b>TOTAL</b>	<b>6.277</b>	<b>4.749</b>	<b>4.845</b>	<b>4.900</b>	<b>4.955</b>	<b>40.582</b>	<b>66.308</b>

- (1) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Méjico por importe de 22.879 millones de euros, en Argentina por importe de 8.929 millones de euros, en Trinidad y Tobago por importe de 4.481 millones de euros, en España por importe de 3.987 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de venta de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural por importe de 5.300 millones de euros.
- (2) Corresponde fundamentalmente instalaciones para el almacenamiento de petróleo y otros productos por importe de 168 millones de euros, activos de fibra óptica, por importe de 52 millones de euros y de instalaciones de almacenamiento de gas, por importe de 35 millones de euros.

## Contingencias

El Grupo Repsol YPF considera que en la actualidad no existen pleitos, litigios o procedimientos penales, civiles administrativos o arbitrales en los que se hallen incursas las sociedades del Grupo Repsol YPF, que por su cuantía, hayan afectado o puedan afectar de forma significativa a la posición financiera o a la rentabilidad del Grupo Repsol YPF considerado en su conjunto.

No obstante, algunas sociedades pertenecientes al Grupo Repsol YPF son parte en determinados procedimientos judiciales y arbitrales. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes cuentas anuales.

A 31 de diciembre de 2009, el balance consolidado de Repsol YPF incluye una provisión por litigios por un importe total de 439 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 24—“Situación fiscal- Otra información con trascendencia fiscal”).

## Estados Unidos de América

A continuación se incluye una breve descripción de determinadas responsabilidades medioambientales y de otro tipo relacionadas con YPF Holdings, Inc. (“YPF Holdings”), constituida en Delaware (EE.UU) y sociedad filial de YPF.

En relación con la venta por Maxus Energy Corporation (“**Maxus**”) de su antigua filial petroquímica, Diamond Shamrock Chemical Company (“**Chemicals**”) a una filial de Occidental Petroleum Corporation (“**Occidental**”), Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF y posteriormente (1999) Repsol YPF adquirió YPF.

A 31 de diciembre de 2009, YPF Holdings había dotado una provisión por contingencias medioambientales y otro tipo de contingencias, incluidos litigios, por un importe total de aproximadamente 97 millones de euros. YPF Holdings considera que ha dotado adecuadamente la provisión para todas estas contingencias y otras contingencias que son probables, y que pueden valorarse razonablemente en base a la información disponible a dicha fecha. No obstante, muchas de estas contingencias están sujetas a incertidumbres significativas, incluyendo la conclusión de estudios en curso, la prueba de hechos nuevos y la adopción de decisiones por las autoridades regulatorias, que podrían implicar un aumento del importe de esta provisión en el futuro. Es posible que se presenten nuevas reclamaciones, así como que se produzca información adicional con respecto a reclamaciones nuevas o a las ya existentes (tales como resultados de las investigaciones en curso, la adopción de resoluciones judiciales o la firma de acuerdos transaccionales). Las provisiones de YPF Holdings por contingencias medioambientales y otras contingencias descritas a continuación, se basan únicamente en la información actualmente disponible y, por tanto, YPF Holdings, Maxus y Tierra podrían incurrir en costes que podrían ser sustanciales, además de las provisiones ya dotadas.

En la descripción que se incluye a continuación de las principales cuestiones en EE.UU, el término YPF Holdings incluye, según los casos, a Maxus y a Tierra Solutions Inc. (“**Tierra**”), sociedad filial de YPF Holdings, que asumió ciertas responsabilidades de Maxus en materia medioambiental:

**Río Passaic/Bahía de Newark, New Jersey.**- Antiguamente Chemicals operaba en Newark (New Jersey) una planta de productos químicos para la agricultura. Esta instalación ha sido objeto de numerosas reclamaciones por contaminación medioambiental y otros daños, en el terreno de la propia instalación, sus alrededores y aguas adyacentes, el río Passaic River y la Bahía de Newark, y que presuntamente, provienen de las operaciones de la planta. Como consecuencia de dichas reclamaciones, Occidental (sociedad sucesora de Chemicals) ha llegado a varios acuerdos con la Agencia de Protección Medioambiental estadounidense (*Environmental Protection Agency*, la “**EPA**”), el Departamento de Protección Medioambiental de New Jersey (Department of Environmental Protection, el “**DEP**”) y terceros que, presuntamente, contribuyeron a la contaminación de las propiedades afectadas. Estos acuerdos incluyen un *consent decree* (procedimiento acordado) de 1990 en relación con la remediación en la planta; un acuerdo de 1994 por el cual Tierra llevó a cabo estudios en nombre de Occidental en las 6 millas inferiores del río Passaic; un acuerdo de 2004 por el que Tierra está actualmente llevando a cabo estudios en la bahía de Newark y un acuerdo de 2007 por el cual Tierra y otras 70 partes más están actualmente llevando a cabo estudios en las 17 millas inferiores del río Passaic. Adicionalmente, Tierra, actuando en nombre de Occidental, se encuentra también llevando a cabo estudios por separado para caracterizar la contaminación de los sedimentos y evaluar las remediaciones, de ser necesarias, en ciertas partes del Río Hackensack, Arthur Kill y Kill van Kull.

En 2007, la EPA emitió un borrador de *Focused Feasibility Study* (el “**FFS**”) que resume varias de las alternativas para la remediación de las 8 millas inferiores de río Passaic. Estas alternativas van desde la no realización de acción alguna hasta la realización de un amplio dragado y sellado y que, según se describen por la EPA, implicarían tecnologías probadas que podrían llevarse a cabo en el corto plazo. Los costes totales para el conjunto de las partes involucradas, que podrían ascender, junto con Maxus, a más de 300 compañías o entidades (litigio del Río Passaic) variarían, según las medidas y acciones, desde 0, en caso de no llevarse a cabo acción alguna, hasta alternativas de acción que podrían ascender aproximadamente a 1.500 millones de euros. Tierra, junto con otras partes ya involucradas en esta problemática del río Passaic, remitieron sus comentarios al borrador del FFS a la EPA, que ha decidido llevar a cabo investigaciones adicionales y

establece que una propuesta modificada de remediación será emitida durante 2010. Tierra tiene la intención de contestar a cualquier propuesta revisada según se precise en su momento.

En junio de 2008, Occidental y Tierra llegaron a un acuerdo con la EPA bajo el cual Tierra asumía la extracción de sedimentos de parte del río Passaic en los alrededores de la antigua planta de Newark. Los trabajos supondrán la retirada de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimento en dos fases y cuyo coste se estima sea de aproximadamente 80 millones de dólares (56 millones de euros), de los que 22 millones de dólares (15 millones de euros) han sido abonados en una cuenta "trust" para financiar los trabajos. Durante las labores de extracción, determinados contaminantes no producidos en la antigua instalación de Chemicals también serán retirados. YPF Holdings podría intentar recuperar los costes de los terceros responsables de dichos contaminantes pero, actualmente, no puede predecirse el éxito de una acción para recuperar dichos costes.

En diciembre de 2005, el DEP y el *Spill Compensation Fund de New Jersey* demandaron a YPF Holdings, Tierra, Maxus y a otras sociedades filiales, así como a Occidental, en reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio *del río Passaic y la bahía de Newark*). Los demandantes han manifestado ante el tribunal que los estudios de remediación y las actuaciones llevadas a cabo bajo la supervisión de la EPA no deberían de tener preferencia sobre su litigio, dado que ellos no pretenden la remediación sino la indemnización por daños. Los demandados contestaron a dichas alegaciones y en febrero de 2009 interpusieron reclamaciones contra 300 compañías y agencias gubernamentales (incluyendo ciertos municipios) como terceros que podrían tener responsabilidad por el estado de las propiedades afectadas.

A 31 de diciembre de 2009, YPF Holdings ha dotado una provisión en relación con estas cuestiones de Newark, de acuerdo con su mejor estimación y con la información disponible. No obstante, es posible que puedan ordenarse otros trabajos, incluyendo medidas de remediación provisionales, o que se interpongan reclamaciones adicionales.

**Condados de Hudson y Essex, New Jersey.**- Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. Tierra, en nombre de Occidental, está llevando a cabo trabajos de remediación en esta planta y sus alrededores, en donde se cree que se encuentran los residuos de cromato ferroso ("COPR") provenientes de la planta, de conformidad con el *consent decree* acordado con el DEP. Tierra está otorgando garantías financieras por importe de 20 millones de dólares (14 millones de euros) en relación con estos trabajos.

En mayo de 2005, el DEP emitió una directriz dirigida a Maxus, Occidental, y otros 2 fabricantes de cromo para que procedieran a la limpieza de los COPR en 3 lugares de la ciudad de Jersey (New Jersey), y a la realización de un estudio mediante el pago al DEP de un total de aproximadamente 20 millones de dólares (14 millones de euros). El DEP también presentó una demanda (*the Hudson County, New Jersey litigation*) contra las partes anteriormente citadas reclamando que se llevara a cabo la limpieza de CORP en diversos lugares no incluidos inicialmente en el *consent decree* anterior, la recuperación de los costes incurridos y daños por triplicado. Las partes han llegado a un acuerdo preliminar para resolver ambas cuestiones, según el cual Tierra efectuará un pago por importe de 5 millones de dólares (3 millones de euros) y procederá a la limpieza de 3 lugares con un coste estimado de aproximadamente 2 millones de dólares (1 millón de euros).

A 31 de diciembre de 2009, YPF Holdings ha dotado una provisión en relación con estas

materias, según su mejor estimación, de acuerdo con la información disponible. Sin embargo, es posible que otros factores adicionales, incluido un cambio en los estándares de limpieza del cromo, que actualmente están siendo objeto de revisión en New Jersey, pudieran dar lugar a que YPF Holdings tuviese que incurrir en costes significativos adicionales a los inicialmente provisionados.

**Otras antiguas plantas y plantas de terceros.**- Tierra y Maxus participan, en representación de Occidental, en actuaciones de remediación medioambiental en diversas localizaciones de menor relevancia, incluyendo la antigua planta de Chemicals en Painesville (Ohio), cuya remediación está casi terminada; algunas plantas menores de fabricación de las que Chemicals, en algún momento, fue propietario, o tuvo una participación y vertederos en los que Chemicals y terceros presuntamente arrojaron vertidos.

**Litigio de Dallas Occidental contra Maxus.**- En el año 2002, Occidental demandó a Maxus y a Tierra en un tribunal estatal de Dallas (Texas) solicitando una declaración, según la cual, de conformidad con el contrato por el cual Maxus vendió Chemicals a Occidental en 1986, Maxus y Tierra tienen la obligación de defender y mantener indemne a Occidental de ciertas obligaciones históricas de Chemicals, incluyendo reclamaciones relacionadas con el “Agente Naranja” (*Agent Orange*) y cloruro de vinilo monómero (VCM). Tierra fue exonerada como parte pero, en 2006, el tribunal declaró a Maxus responsable de indemnizar a Occidental por dichas reclamaciones. Esta decisión ha sido confirmada por tribunales de apelación y, por tanto, Maxus tendrá que reembolsar a Occidental por la mayoría de los daños ocasionados por esas reclamaciones. Maxus ha reembolsado a Occidental la mayoría de las cantidades y dotado una reserva por el resto de las reclamaciones mientras acuerda su importe final con Occidental. Aunque la decisión judicial declaraba que Maxus debería indemnizar a Occidental por ciertas reclamaciones futuras, YPF Holdings no considera que el importe de estas reclamaciones pueda tener un impacto sustancial en su situación financiera.

YPF Holdings, incluyendo sus sociedades filiales, es parte en varios litigios, de cuyo resultado no se espera un impacto sustancial adverso en su posición financiera. YPF Holdings ha dotado provisiones por contingencias legales para aquellos casos en los que su pérdida es probable y su importe puede estimarse razonablemente.

## **Argentina**

**Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino.**- En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones existentes a 31 de diciembre de 1990 de la sociedad predecesora (Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Sociedades del Estado) que no hubiesen sido reconocidas como tales en los estados contables de la sociedad predecesora y que hubieran surgido de cualquier operación o hecho ocurrido, a dicha fecha, siempre que dichos pasivos, obligaciones u otros compromisos fueren determinados o verificados por una decisión definitiva de una autoridad judicial competente. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago de determinadas cantidades establecidas en ciertas decisiones judiciales. YPF entiende que tiene derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad. YPF debe mantener informado al Gobierno Argentino de cualquier reclamación interpuesta derivada de los compromisos asumidos por el Gobierno Argentino.

**Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (la “CNDC”)** - Mercado del gas licuado de petróleo.- La Resolución 189/99 del anterior Ministerio de Industria, Comercio

y Minas de Argentina impuso a YPF una multa fundada en la alegación de que YPF había abusado de posición dominante en el mercado de GLP a granel debido a la existencia de diferencias entre los precios de las exportaciones y los precios de las ventas en el mercado interior entre 1993 y 1997. Adicionalmente la CNDC inició un proceso de investigación para comprobar, entre otros, si la conducta de abuso de posición dominante sancionada durante el período comprendido entre 1993 y 1997 y que ya fue liquidado, se repitió en el período comprendido entre octubre de 1997 y marzo de 1999. Con fecha 19 de diciembre de 2003, la CNDC completó su investigación e imputó a YPF la conducta de abuso de posición dominante durante dicho período. YPF ha presentado recursos de queja ante diversas resoluciones desfavorables,. Con fecha 22 de diciembre de 2009 la Sala IV de Casación rechazó el recurso interpuesto por YPF sobre su alegación de prescripción. Se encuentra pendiente de resolución el Recurso Extraordinario interpuesto ante la Corte.

Con fecha 21 de diciembre de 2009 YPF ha presentado ante la CNDC una nueva alegación de prescripción, presentada como de carácter previo y especial pronunciamiento.

***Mercado del Gas Natural.*** Como consecuencia de las restricciones a la exportación de gas natural desde el año 2004 YPF se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación con los cuales tenía asumidos compromisos firmes para la entrega de ciertos volúmenes de gas natural. YPF ha impugnado el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y Uso de la capacidad de transporte, así como la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional por arbitrarios e ilegítimos y ha alegado, frente a los respectivos clientes afectados por los cortes, que las restricciones constituyen un supuesto de fuerza mayor que libera a YPF de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados.

Clientes de YPF, como Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han rechazado el argumento de fuerza mayor, reclamando el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuras reclamaciones por tal concepto. Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han notificado el formal comienzo del período de negociaciones previo al inicio de una acción arbitral. Estas compañías han reclamado daños producidos hasta septiembre de 2007, por un importe total aproximado de 93 millones de dólares (65 millones de euros) . YPF se ha opuesto a dichas reclamaciones. A la fecha YPF no ha sido notificada de arbitrajes iniciados por Electroandina S.A. y/o Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A.

Adicionalmente ***AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. (“AESU”)*** ha reclamado daños por importe de 28 millones de dólares (19 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el periodo comprendido entre el 16 de septiembre de 2007 y el 25 de junio de 2008. El 16 de julio de 2008, AESU también reclamó daños por un importe de 3 millones de dólares (2 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el periodo comprendido entre el 18 de enero y el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas reclamaciones. Mediante carta de fecha 20 de marzo de 2009, AESU notificó a YPF la resolución unilateral del contrato.

El 6 de abril de 2009, la Cámara de Comercio Internacional (la “CCI”) notificó a YPF el arbitraje interpuesto por AESU y Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (“Sulgás”) contra YPF reclamando daños por un importe aproximado de 1.052 millones de dólares (730 millones de euros), importe que comprende las cantidades arriba señaladas, en relación con la presunta responsabilidad de YPF derivada de la resolución

por AESU y Sulgás del contrato de exportación de gas natural suscrito en septiembre de 1998. YPF rechaza cualquier responsabilidad derivada de la resolución de dicho contrato. Es más, YPF considera que la estimación de daños realizada por AESU supera con mucho cualquier estimación razonable, puesto que excede al menos en 6 veces las penalidades máximas señaladas para la falta de entregas de gas (deliver or pay) que se hubieran originado, en el caso de que YPF hubiera incumplido sus obligaciones de entrega por la cantidad máxima diaria durante el plazo de vigencia del contrato de exportación de gas natural, tal como se indica en el referido contrato de 1998. Además, más del 90% de la estimación de daños de AESU está relacionada con pérdidas de beneficios que pueden ser fuertemente rebatidos sobre la base de que, con anterioridad a la resolución unilateral del contrato de exportación de gas natural, AESU voluntariamente resolvió todos sus contratos de compras de electricidad a largo plazo. YPF considera que la reclamación iniciada por AESU difícilmente puede prosperar.

Asimismo, el 6 de abril del 2009, YPF presentó ante la CCI una solicitud de arbitraje contra AESU, Sulgás y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”) solicitando que el tribunal arbitral dicte fallo en el que se declare, entre otras cosas, que AESU y Sulgás han repudiado y resuelto unilateral e ilegalmente el contrato de exportación de gas natural, suscrito en septiembre de 1998, y que se declare AESU y Sulgás responsables de cualesquiera daños sufridos por las partes como consecuencia de dicha resolución, incluidos pero no limitados a los daños derivados de la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural.

Con relación a la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural, la CCI notificó a YPF un arbitraje formulado por TGM contra YPF en reclamación de un importe aproximado de 10 millones de dólares (7 millones de euros) más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, en relación con impagos de las tarifas de transporte establecidas en el contrato de transporte de gas natural suscrito, en septiembre de 1998, entre YPF y TGM. YPF ha solicitado la acumulación de ambos procesos. Con fecha 10 de Julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a 17 millones de dólares (12 millones de euros) y reclamó lucro cesante por importe de 366 millones de dólares (254 millones de euros), conceptos que son considerados improcedentes con respecto a YPF.

***Litigio con Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”)*** El 8 de enero de 2009, YPF presentó una reclamación contra TGN ante la autoridad argentina reguladora del gas natural (ENARGAS), solicitando la resolución del contrato de transporte de gas suscrito con TGN en relación con el contrato de exportación de gas natural suscrito con AESU y otras compañías. La solicitud se fundaba en (i) la resolución del contrato de exportación de gas natural y la imposibilidad legal de cesión del contrato de transporte a otros cargadores como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2002; (ii) la imposibilidad legal por parte de TGN de prestar servicios de transporte en firme como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2004; y (iii) la teoría de la excesiva onerosidad de las prestaciones de las partes en los términos en los que es recogida en la legislación argentina, sobre la base de la existencia de hechos extraordinarios que convierten tales prestaciones en excesivamente gravosas para una de las partes.

***Compañía Mega S.A.-*** YPF ha recibido también reclamaciones por parte de Compañía Mega S.A. por cortes de suministro de gas natural bajo el respectivo contrato de compraventa de gas natural. YPF considera que las entregas a Compañía Mega S.A. de volúmenes de gas natural bajo el contrato, se vieron afectadas por las decisiones del Gobierno de Argentina.

***Investigaciones de la CNDC.-*** El 17 de noviembre de 2003, y dentro del marco de una



investigación iniciada de oficio en los términos del art. 29 de la Ley de Defensa de la Competencia, la CNDC solicitó explicaciones a un grupo de casi 30 empresas productoras de gas natural, entre las que se encuentra YPF, en relación con (i) la inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que presuntamente restringen la competencia y (ii) las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y vencido contrato suscrito entre la entonces estatal YPF e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual, según la CNDC, YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del costo de adquisición; y (b) los intentos frustrados de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por la empresa comercializadora Duke y por Distribuidora de Gas del Centro. En enero de 2006, YPF fue notificada de la resolución por la cual la CNDC ordena la apertura del procedimiento. YPF impugnó la resolución sobre la base de que no ha ocurrido infracción alguna de la Ley de Defensa de la Competencia y prescripción de los cargos. En enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros 8 productores, por infracciones a la Ley 25.156. YPF presentó su descargo. En junio de 2007, sin reconocer la existencia de ninguna conducta infractora de la Ley de Defensa de la Competencia, se presentó ante la CNDC un compromiso, conforme el artículo 36 de la Ley de Defensa de la Competencia, requiriendo que la CNDC apruebe el compromiso de no incluir en otros contratos las cláusulas cuestionadas, suspenda la investigación y archive la causa. YPF no ha recibido una respuesta formal hasta la fecha. El 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo de su alegación de prescripción.

Asimismo YPF está sujeta a otras demandas ante la CNDC en relación a una supuesta discriminación de precio en la venta de combustibles.

***Reclamaciones Medioambientales en La Plata.***- Desde 1999 y en relación a la operación de la refinería que YPF posee en La Plata, existen diversas reclamaciones que demandan daños ecológicos y medioambientales, la compensación de daños y perjuicios tanto de naturaleza colectiva como individual (afectación a la salud, daños psicológicos, daño moral, desvalorización de propiedades) originados en la supuesta contaminación medioambiental producida por la operación de la refinería y, asimismo, requieren la remediación medioambiental del canal oeste adyacente a dicha refinería, la realización de distintos trabajos por YPF y la instalación de equipos, tecnología y la ejecución de los trabajos necesarios para poner fin a los daños medioambientales. YPF considera que, al amparo de la Ley N° 24.145, tiene derecho a solicitar del Gobierno argentino el reembolso de los gastos realizados por las responsabilidades existentes hasta el 1 de enero de 1991 (antes de la privatización). En tanto en cuanto estas reclamaciones se superponen parcialmente, YPF entiende que las mismas han de ser parcialmente acumuladas.

***Venta de Electricidad Argentina S.A. y Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte S.A. a EDF International S.A. (“EDF”).***- En julio de 2002, EDF inició contra YPF, entre otros, un procedimiento arbitral internacional, que se rige por el Reglamento de Arbitraje de la CCI, en el que reclama que, de conformidad con el contrato de compraventa de acciones de 30 de marzo de 2001, EDF tenía derecho a una revisión en el precio como consecuencia de variaciones en los tipos de cambio del peso argentino que, según EDF, tuvieron lugar con anterioridad a 31 de diciembre de 2001. El laudo arbitral, de 22 de octubre de 2007, estimó la reclamación de EDF aceptando también, sin embargo, la reconvencción formulada por YPF. En el caso de que el laudo deviniera firme la cantidad a abonar por YPF ascendería a 28,9 millones de dólares (20 millones de euros). Frente al laudo, YPF interpuso un recurso extraordinario de apelación ante la Corte Suprema Federal y un recurso de nulidad ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo comercial, que en abril de 2008 declaró que el recurso interpuesto por YPF tenía efecto suspensivo sobre el laudo arbitral. No obstante, EDF ha iniciado una acción en la

Corte de Distrito del Estado de Delaware, en EE.UU., pretendiendo la ejecución del laudo arbitral, a la que YPF se ha opuesto. Dicha ejecución promovida en Delaware ha sido rechazada por el Tribunal de Primera Instancia. No obstante la Corte de Apelaciones en Estados Unidos revocó parcialmente la mencionada resolución y ordenó la suspensión del procedimiento hasta la conclusión de los recursos de nulidad pendientes en Argentina, tal como fuera solicitado por YPF. Asimismo, YPF ha sido notificada del proceso de ejecución promovido por EDF en París, Francia. Con fecha 9 de diciembre de 2009 la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial resolvió los recursos de nulidad deducidos por las partes, declarando la nulidad del laudo arbitral respecto de la condena a YPF S.A. a pagar una indemnización por daños y perjuicios a EDF, así como declarando también la nulidad respecto de la condena a EDF de abonar una indemnización a e YPF S.A. Con fecha 8 de febrero de 2010 YPF fue notificada del recurso extraordinario interpuesto por la parte actora contra la resolución de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial antes mencionada.

**Análisis de las reservas de la Cuenca Noroeste.**- La eficacia de ciertas autorizaciones de exportación de gas natural, relacionadas con la producción en la Cuenca Noroeste, otorgadas a YPF en virtud de las resoluciones de la Secretaría de Energía números 165/99, 576/99, 629/99 y 168/00 están siendo sometidas a un análisis por parte de dicha Secretaría para determinar la existencia de suficientes reservas adicionales de gas natural descubiertas o desarrolladas por YPF en dicha cuenca. El resultado de este análisis es incierto y podría tener un efecto adverso sobre el desarrollo de los contratos de exportación de gas natural relacionados con tales autorizaciones que, a su vez, podría determinar importantes costes y responsabilidades para YPF. YPF ha presentado ante la Secretaría documentación que permite la continuación de las exportaciones de acuerdo con la Resoluciones 629/1999, 565/1999 y 576/1999 (los “**Permisos de Exportación**”). Los Permisos de Exportación están vinculados a contratos de exportación a largo plazo con Atacama Generación, Edelnor y Electroandina con volúmenes de 900.000 m<sup>3</sup>/día, 600.000 m<sup>3</sup>/día y 175.000 m<sup>3</sup>/día, respectivamente. YPF no ha recibido respuesta alguna de la Secretaría de Energía. El expediente se encuentra pendiente de decisión por parte de la Secretaría de Energía. Si ésta concluyera que las reservas no son suficientes para continuar con el cumplimiento de los compromisos de exportación, y otros compromisos, podría declararse la caducidad de uno o más de los Permisos de Exportación, lo que tendría consecuencias directas en los contratos de exportación relacionados con los Permisos de Exportación.

El 11 de agosto de 2006, YPF recibió la Nota SE N° 1009 (la “**Nota**”) por parte de la Secretaría de Energía, que revisaba el progreso de las *reservas en Área Ramos* en la Cuenca Noroeste, con relación a la autorización de exportación otorgada mediante Resolución SE N° 169/97 (la “**Autorización de Exportación**”). La Autorización de Exportación se aplica al contrato de exportación de gas natural a largo plazo celebrado entre YPF y Gas Atacama Generación, por un volumen máximo diario de 530.000 m<sup>3</sup>/día. La Nota determinó que como resultado de la disminución de las reservas de gas natural contempladas en la Autorización de Exportación, el suministro del mercado local estaba en riesgo. La Nota, preventivamente, estableció que los volúmenes máximos diarios de gas natural autorizados para exportación en virtud de la Autorización de Exportación debían reducirse al 20%, afectando el contrato de exportación. El 15 de septiembre de 2006, YPF presentó una contestación a la Nota con sus alegaciones. YPF y Gas Atacama Generación han alcanzado un acuerdo de reestructuración integral del contrato.

**Asociación de Superficiaarios de la Patagonia (la “ASSUPA”).**- En agosto de 2003, la ASSUPA demandó a YPF, entre otras empresas, que operaban concesiones de

explotación y permisos de exploración de la Cuenca Neuquina, solicitando se condenara a las mismas a remediar el daño medioambiental colectivo supuestamente producido y a adoptar las medidas necesarias para evitar daños medioambientales en el futuro. La cantidad reclamada asciende a 548 millones de dólares (380 millones de euros). YPF y otras demandadas presentaron un recurso para que se desestimara la demanda sobre la base de la incapacidad del demandante de fundamentar una reclamación que otorgase el derecho a reparación. El tribunal estimó el recurso y ASSUPA presentó otra demanda suplementaria. YPF solicitó que se desestimase la reclamación por no haber sido subsanados los defectos de la demanda indicados por el Tribunal Supremo de Argentina, pero dicha solicitud fue rechazada. No obstante, YPF también ha contestado solicitando su desestimación por otras razones y requerido la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley N° 22.145 y el Decreto 546/1993. El 26 de agosto de 2008, el Tribunal Supremo de Argentina resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas. En cumplimiento de una resolución de la Corte de fecha de 23 de enero de 2009, se emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al Consejo Federal de Medio Ambiente. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presenten los terceros citados.

***Reclamaciones Medioambientales en Dock Sud.***- Estas reclamaciones han sido dirigidas por vecinos de la zona Dock Sud contra cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y catorce municipios, por daños individuales provocados en la salud y a la propiedad de los demandantes y reparación del medio ambiente en la zona de Dock Sud y del daño medioambiental colectivo de la Cuenca Matanza Riachuelo. Mediante sentencia de 8 de julio del 2008, el Tribunal Supremo de Argentina dispuso que la Autoridad de la Cuenca (Ley N° 26.168) estaría a cargo del cumplimiento del programa de reparación medioambiental y de llevar a cabo las medidas preventivas en la cuenca, siendo responsables de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; y decidió además que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado, por la reparación del daño medioambiental, continuará ante el Tribunal Supremo de Argentina.

Otro grupo de vecinos del área de Dock Sud ha interpuesto otras 2 reclamaciones medioambientales, una de ellas desistida con relación a YPF, solicitando a diversas sociedades establecidas en esa zona, incluida YPF, la Provincia de Buenos Aires y diferentes municipalidades, la reparación y subsidiariamente la indemnización del daño medioambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley No.22.145 y el Decreto No. 546/1993.

***Reclamaciones Medioambientales en Quilmes.***- Residentes de la zona de Quilmes, en la Provincia de Buenos Aires, han presentado una reclamación judicial requiriendo la remediación de daños medioambientales y el pago de la cantidad de 47 millones de pesos (9 millones de euros) como indemnización por daños personales, más intereses. Los demandantes basan, principalmente, su reclamación en fugas de fuel en un poliducto que recorre La Plata hasta Dock Sud, ocurridas en el año 1988. Las fugas se hicieron perceptibles en el año 2002, dando lugar a los trabajos de remediación que en la actualidad lleva a cabo YPF en el área afectada bajo la supervisión de la autoridad medioambiental de la Provincia de Buenos Aires. YPF ha notificado al Gobierno argentino que requerirá la personación del Gobierno en el momento de contestar la

demanda, con la finalidad de que el Gobierno indemnice a YPF de cualquier responsabilidad y que mantenga indemne a YPF en relación con esta reclamación judicial, de conformidad con la Ley 24.145. El Gobierno argentino negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo ésta ha demandado al Gobierno para obtener una resolución judicial declarando la nulidad de dicha decisión. Existen otras 30 reclamaciones judiciales interpuestas contra YPF basadas en fundamentos similares por un importe total aproximado de 5 millones de pesos (1 millón de euros).

***Nota número 245/08 emitida por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro.***- El 15 de mayo de 2008, fue notificada a YPF la Resolución 433/08 con referencia a la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de YPF como concesionario de diversas áreas hidrocarburíferas como Barranca de los Loros, Bajo del Piche, El Medianito y Los Caldenes, todas ellas situadas en la Provincia de Río Negro. En dicha Resolución se sostiene que YPF, entre otros, como titular de la concesión es responsable del incumplimiento de determinadas obligaciones medioambientales y relativas a la concesión. Si finalmente YPF fuese declarado responsable, podría declararse la caducidad de estas concesiones. De conformidad con la ley de hidrocarburos, se requirió a YPF para que remitiera su contestación.

Dado que la ley de hidrocarburos concede al concesionario el derecho a subsanar, previamente a la declaración de caducidad, cualquier posible incumplimiento dentro de un determinado periodo de tiempo desde la recepción de la notificación, el 29 de mayo de 2008, YPF presentó una solicitud de nulidad de la Resolución 433/08 “MP” por cuanto que dicha resolución no concedió a YPF dicho derecho. Asimismo, YPF ha presentado su contestación negando los cargos contra ella y, el 12 de noviembre de 2008, el Ministerio de Producción ordenó la apertura del período de prueba. El 28 de noviembre de 2008, YPF presentó un escrito solicitando la práctica de ciertas pruebas y la designación del perito de YPF. YPF ha impugnado ciertos aspectos relacionados con la práctica de la prueba. Con fecha 1 de diciembre de 2009 se presentó la prueba informativa pertinente señalando que se encuentran pendientes de resolución cuestiones plantadas por YPF relacionadas con la producción de la prueba.

***Reclamación interpuesta contra Repsol YPF e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios.***- La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. El reclamo en lo que se refiere al período 1993 a 1997 se basa en la sanción impuesta a YPF por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol YPF nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma. El Juicio es por la suma de 91 millones pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993/1997 suma que actualizada ascendería a 298 millones de pesos argentinos (55 millones de euros) a lo que habría que agregar el importe correspondiente al período 1997 al 2001, todo ello más intereses y costas.

## **ECUADOR**

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16, entre ellas Repsol YPF Ecuador S.A., el operador del bloque, interpusieron 4 reclamaciones contra PetroEcuador ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el “**CIADI**”) en relación con ciertas controversias, entre otras, relativas a la aplicabilidad de ciertos ajustes en el cálculo de la participación.

El 20 de agosto de 2008, se llegó a un acuerdo, suscribiéndose un Acta de Compensación de Cuentas entre Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (“**PetroEcuador**”) y Repsol YPF Ecuador, S.A., por medio de la cual se compensaron créditos recíprocos y deudas pendientes en barriles de petróleo del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi-Capirón, poniéndose fin a 3 de las 4 controversias.

La reclamación pendiente, en relación con la Ley 2006-42, se refiere a la aplicación del nuevo impuesto mínimo del 50% sobre los beneficios extraordinarios. Sin perjuicio del procedimiento de arbitraje internacional y de las medidas cautelares solicitadas por Repsol YPF Ecuador, S.A., el Gobierno de Ecuador avanzó un proceso coercitivo iniciado por Petroecuador, exigiendo el pago de los beneficios extraordinarios generados entre abril de 2006 y marzo de 2008 (por un importe de 591,5 millones dólares (410 millones de euros)), que fueron satisfechos bajo objeción. El 12 de marzo de 2009, tras un proceso de negociación, se suscribió un acuerdo de desembolso en relación con los beneficios extraordinarios generados entre abril de 2008 y diciembre de 2008. Este acuerdo se llevó a cabo sin renunciar al proceso de arbitraje y con la condición de que, si tales pagos fueran reducidos, anulados o declarados inadmisibles por la decisión de un tribunal, un órgano de arbitraje, o de cualquier otra manera; o si, el derecho de Repsol YPF Ecuador S.A. a una indemnización fuese reconocido, Repsol YPF Ecuador S.A. podría poner fin a los pagos de cantidades pendientes en virtud de la Ley 2006-42. La firma de este acuerdo de desembolso suspendió el proceso coercitivo.

Conforme el calendario establecido en el acuerdo de desembolso, se han efectuado desembolsos por un importe total de 142 millones de dólares (99 millones de euros).

En cumplimiento de una resolución del tribunal arbitral del CIADI, de 17 de junio de 2009, se estableció que hasta el 12 de marzo del 2010, ni la República del Ecuador ni Petroecuador, ni ninguna otra entidad pública de la República del Ecuador, por sí o por medio de sus funcionarios o empleados, tomará ninguna acción contra o en relación con las demandantes, tendente a embargar o a ejecutar sus bienes o que pueda tener el efecto de paralizar o perjudicar severamente las actividades de las demandantes, sin darles aviso escrito de sus intenciones a las demandantes y al tribunal de arbitraje con al menos de 6 días hábiles de antelación.

Hasta marzo de 2009, Repsol YPF tenía una participación del 35% en el Bloque 16 y desde dicha fecha Repsol YPF es titular, directa e indirectamente, de una participación total del 55%

## **ARGELIA**

En 2004, Repsol YPF (60%) y Gas Natural SDG (40%) resultaron adjudicatarias de un proyecto de gas en Argelia (Gassi Touil). El proyecto incluía la exploración, producción, licuefacción y comercialización de GNL en la zona de Gassi Touil Rhourde Nous-Hamra, situada en la parte oriental de Argelia. La planta de licuefacción de gas natural iba a ser construida en Arzew.

En marzo de 2006, Repsol YPF (48%), Gas Natural (32%) y la petrolera y gasista estatal argelina Sonatrach (20%), como parte del proyecto integrado de GNL de Gassi Touil, firmaron un acuerdo para la creación de una joint venture, (El Andalus), con el objeto de construir y operar la planta de licuefacción de gas natural en Arzew.

El 13 de agosto de 2007, Sonatrach rescindió unilateralmente el proyecto de Gassi Touil y decidió tomar el control exclusivo del proyecto. Repsol YPF y Gas Natural anunciaron su intención de impugnar la resolución del contrato, así como reclamar los daños y perjuicios por resolución improcedente del contrato ante un organismo de arbitraje

internacional, de conformidad con las disposiciones establecidas en el contrato de Gassi Touil.

Sonatrach inició un procedimiento arbitral internacional en relación con el proyecto integrado Gassi Touil solicitando que se declarase adecuada la resolución de su contrato con Repsol YPF y Gas Natural y reclamó daños y perjuicios.

Con fecha 27 de noviembre de 2009 se dictó el laudo arbitral que resuelve la controversia entre Repsol YPF, Gas Natural y Sonatrach sobre la resolución del contrato relativo al proyecto integrado Gassi Touil. El Tribunal Arbitral declaró terminado el citado contrato conforme a sus cláusulas, sin obligar a ninguna de las partes a indemnizar a la otra como consecuencia de dicha resolución. El laudo también ordena que Sonatrach compre a las compañías españolas su participación en la sociedad conjunta encargada del proceso de licuefacción del proyecto Gassi Touil y que pague un precio igual a la tesorería actual de dicha sociedad. El laudo no contempla la restitución de las inversiones realizadas en el proyecto por Repsol YPF y Gas Natural, por lo que Grupo ha dado de baja en sus estados financieros los activos correspondientes, con un impacto neto para el Grupo de 103 millones de euros.

#### **TRINIDAD Y TOBAGO**

El 1 de septiembre de 2008, BP America Production Company inició en Nueva York un procedimiento arbitral contra Repsol YPF bajo las reglas UNCITRAL, en relación con la supuesta obligación de Repsol YPF de compartir los ingresos incrementales (*incremental value*) derivados del desvío de cargamentos de GNL de los trenes 2 y 3 de Atlantic 2/3, en virtud de un acuerdo denominado Supplemental Agreement. El procedimiento arbitral se bifurcó en dos fases: la primera para definir cuál debería ser la interpretación del Supplemental Agreement y la segunda para la determinación de las consecuencias económicas derivadas de la aplicación de dicho acuerdo. Con fecha 17 de noviembre de 2009 el Tribunal arbitral notificó a las partes el laudo parcial relativo a la primera de las fases del arbitraje, confirmando la pretensión de BP respecto a la interpretación del contrato. Actualmente continúa la tramitación del procedimiento arbitral respecto a la segunda de las fases anteriormente señaladas.

#### **ESPAÑA**

**Resolución de la CNC de 30 de julio de 2009** El 11 de julio de 2007, la Dirección de Investigación de la Comisión Nacional de la Competencia (la “CNC”) notificó a Repsol YPF la apertura de un expediente sancionador en relación con el artículo 1 de la Ley de Defensa de la Competencia española (la “LDC”) contra Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. (“RCPP”), BP y Compañía Española de Petróleos S.A. (“CEPSA”). La CNC imputa a las antes citadas una infracción consistente en la fijación indirecta de los precios de los carburantes de automoción gasolina derivada del sistema de precios máximos y recomendados comunicados a las estaciones de servicio de sus respectivas redes. En agosto de 2008, el Consejo de la CNC admitió a trámite el citado expediente aplicando de manera coincidente el artículo 1 de la LDC y el artículo 81 del Tratado de la Comunidad Europea. El 30 de julio de 2009, el Consejo de la CNC dictó resolución por la que declara responsables de una infracción del artículo 1 de la LDC y del artículo 81 del Tratado UE a RCPP; BP, y CEPSA consistente en la fijación indirecta del precio de combustibles en sus respectivas redes de estaciones de servicio abanderadas e impone a RCPP una sanción de 5 millones de euros. El 27 de octubre de 2009 Repsol Comercial de Productos Petrolíferos S.A. interpuso ante la sección sexta de la Sala de lo Contencioso Administrativo de la Audiencia Nacional, recurso contencioso administrativo contra la citada resolución del Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia de 30 de julio de 2009. Dicha Sala ha acordado la suspensión cautelar de la sanción pecuniaria.

### **(36) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE**

El Sistema de Gestión Ambiental de Repsol YPF incluye una metodología de identificación de los aspectos relevantes que permite elaborar anualmente planes de actuación medioambientales que forman parte de la planificación estratégica general del Grupo. En ellos se incluyen las acciones necesarias para dar respuesta a las nuevas iniciativas legislativas, las orientaciones estratégicas de Repsol YPF, los planes de acciones correctoras derivados de las auditorías ambientales realizadas, etc., así como las inversiones y los gastos necesarios para la realización de todas estas acciones, que se contemplarán en los presupuestos generales de la Compañía.

Los criterios para la valoración de los costes ambientales se establecen en la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF”, una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute a las características de las operaciones y al criterio técnico del Grupo. En este sentido, es importante mencionar que las tradicionales soluciones de “fin de línea” para reducir el impacto medioambiental están dejando paso progresivamente a medidas preventivas integradas en los procesos desde el mismo diseño de las instalaciones. Esto conlleva, en ocasiones, la identificación de los activos ambientales a través de un sistema de coeficientes aplicados sobre los proyectos de inversión y el correspondiente inmovilizado material, según las directrices de la mencionada Guía.

#### 36.1) Activos Ambientales

A 31 de diciembre de 2009, el coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Atmósfera	431	224	207
Agua	698	374	324
Calidad de productos	1.380	685	695
Suelos	281	89	192
Ahorro y eficiencia energética	467	155	312
Residuos	49	17	32
Otros	487	301	186
	<u>3.793</u>	<u>1.845</u>	<u>1.948</u>

El coste incluye 284 millones de euros de activos en curso.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2009 destacan, las destinadas a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames. Como proyectos singulares cabe mencionar, la continuación del proyecto de comercialización de biocombustibles en logística Argentina, con una inversión ambiental de 11 millones de euros, el proyecto de mejora de calidad de combustibles en la refinería de La Coruña

(España) con una inversión ambiental de 11 millones de euros y la continuación del proyecto de mejora de calidad de gasolinas y gasóleos en la refinería de Cartagena (España), con un inversión ambiental de 6 millones de euros.

También cabe destacar, el proyecto de mejoras del sistema de recogida de aguas pluviales en la refinería de Puertollano (España) con una inversión ambiental de 13 millones de euros.

### 36.2) Provisiones Ambientales

Repsol YPF provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes figuran registrados en los epígrafes “Otras provisiones corrientes” y “Otras provisiones no corrientes”.

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en el ejercicio 2009 es el siguiente:

	<u>Millones de euros</u>
Saldo a 1 de enero de 2009	237
Dotaciones con cargo a resultados	70
Aplicaciones con abono a resultados	(2)
Cancelación por pago	(70)
Reclasificaciones y otros movimientos	(14)
Saldo a 31 de diciembre de 2009	<u><u>221</u></u>

Adicionalmente, la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF” establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe “Provisión por Desmantelamiento de Campos” cuyo saldo a 31 de diciembre de 2009 asciende a 854 millones de euros (ver nota 20).

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2009 de las provisiones ambientales hay que destacar 87 millones de euros, aproximadamente, correspondientes a los riesgos ambientales relacionados con las operaciones realizadas en su día por la antigua filial de productos químicos de Maxus Energy Corporation, Diamond Shamrock Chemicals Company, con anterioridad a su venta en 1986, a Occidental Petroleum Corporation (incluidos también en el importe de provisiones detallado en la nota 35).

Las pólizas de seguros corporativas cubren las responsabilidades civiles por contaminación derivadas de hechos accidentales y repentinos, en línea con las prácticas habituales de la industria.

### 36.3) Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en el ejercicio 2009 han ascendido a 347 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación”.

Estos gastos incluyen 163 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO<sub>2</sub> realizadas en 2009 (si bien, de acuerdo con lo descrito más abajo en el epígrafe 36.5) Emisiones de CO<sub>2</sub>, el efecto neto en la cuenta de resultados por



las emisiones de CO<sub>2</sub> ha sido un ingreso neto de 36 millones de euros en 2009), así como las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera, la remediación de suelos y abandonos, la gestión de los residuos y la gestión del agua por importes de 22, 30, 32 y 20 millones de euros, respectivamente.

#### 36.4) Actuaciones futuras

Entre los aspectos más relevantes que podrían afectar las operaciones e inversiones de Repsol YPF en el futuro deben mencionarse los relativos a cambio climático y energía, la ley 26093 en Argentina, la Directiva Europea 2008/1/CE sobre Prevención y Control Integrado de la Contaminación (IPPC), así como la aplicación de la Ley 26/2007 sobre responsabilidad ambiental y el futuro reglamento que la desarrolla.

En materia de cambio climático y energía, la Unión Europea aprobó en abril de 2009 un paquete de Directivas que plasman en forma de ley los objetivos planteados para 2020 relativas a: la reducción en al menos un 20 % las emisiones globales de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990, el aumento del uso de energías renovables hasta el 20 % de la producción total y la reducción del consumo energético en un 20 % gracias a una mayor eficiencia energética.

- Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, tiene como objetivo alcanzar una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de combustibles para el transporte en la UE para 2020 con respecto a los niveles de 2005. Esta Directiva establece los criterios de sostenibilidad que deben cumplir los biocarburantes, garantizando una aportación mínima a las reducciones de CO<sub>2</sub> relativas al uso de gasolinas y gasóleos.

Cada Estado Miembro deberá adoptar un Plan de Acción Nacional en materia de energía renovable que determinará los objetivos nacionales, así como las medidas adecuadas que deberán adoptarse para alcanzar dichos objetivos.

- La Directiva 2009/29/CE por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, establece un objetivo de reducción global de las emisiones del 20 % en 2020 respecto a los niveles de 1990. La reducción de derechos dentro del sistema de comercio supone un 21% menos respecto a niveles de 2005. Esta reducción de derechos deberá ser alcanzada de forma lineal anualmente y para ello se reducirán un 1,74 % al año los derechos de emisión.

Se establecen las subastas como principio básico para la asignación de derechos de emisión. El 50% de los ingresos que generarán las subastas deberían utilizarse, entre otras cosas, para la contribución al Fondo de Adaptación puesto en práctica en 14<sup>a</sup> Conferencia de las Partes (COP 14) celebrada en Poznan, la adaptación a los impactos del cambio climático, la financiación de actividades de investigación y desarrollo, el desarrollo de energías renovables y la captura y el almacenamiento geológico de gases de efecto invernadero. Para los sectores especialmente expuestos a la competitividad internacional (refino y química), será aplicable una asignación gratuita basada en benchmarking sectorial.

- La Directiva 2009/30/ relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo y por la que se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero tiene como objetivo el control, notificación y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los combustibles durante su ciclo de vida.

La Directiva establece, para los vehículos de carretera, las máquinas móviles no de carretera, los tractores agrícolas y forestales, así como embarcaciones de recreo cuando no se hallen en el mar, especificaciones técnicas para los combustibles y un objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida

Según se indica en la Directiva, los suministradores deberán informar cada año sobre la intensidad de los gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía suministrada. Los Estados Miembros exigirán a los proveedores que reduzcan hasta un 10% antes del 31 de diciembre de 2020 las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida por unidad de energía procedente del combustible o de la energía suministrados. Esa reducción consistirá en un 6% mediante el uso de biocarburantes, un objetivo indicativo adicional del 2% mediante la captura y almacenamiento geológico y vehículos eléctricos, y un objetivo indicativo adicional del 2% mediante CER procedentes del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

- La Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono establece el marco jurídico para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en condiciones seguras (confinamiento permanente sin riesgos para el medio ambiente y la salud humana) para contribuir a la lucha contra el cambio climático. Establece requisitos sobre elección de los emplazamientos de almacenamiento, permisos de exploración, permisos de almacenamiento y explotación, cierre y período posterior al cierre.

A nivel nacional, España ha comenzado la transposición de las exigencias establecidas en la Directiva 2009/29/CE, a través de la Ley 5/2009 que establece obligaciones de información para los sectores que se incorporan al régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

La Ley incluye una disposición adicional sobre la revisión del sistema comunitario de comercio de derechos de emisión, en la que se determina la obligación de que aquellos titulares de instalaciones que desarrollan actividades enumeradas en el Anexo de la propia Ley y que no se encuentren sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión en el periodo 2008-2012 deberán presentar, antes de 30 de abril de 2010, a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, datos de emisiones correspondientes a los años 2007 y 2008.

Por otro lado, mediante la Orden PRE/2827/2009 por la que se modifican las cuantías de las asignaciones sectoriales establecidas en el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 2008-2012, se ha modificado la asignación a las diferentes actividades sujetas al régimen de comercio de emisiones, reduciendo la cuota asignada a la Reserva de Nuevos Entrantes a 6,058 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

Adicionalmente, en 2006 se aprobó en Argentina la ley 26093, que contempla la incorporación de biocombustibles a las gasolinas y al gasóleo. Esta normativa es obligatoria a partir del cuarto año de entrada en vigor y supone inversiones dirigidas fundamentalmente a la obtención de los biocombustibles, su incorporación a los derivados del petróleo y su distribución logística. La Compañía, desde mediados de 2007, está comercializando el denominado gasoilbio (mezcla de gasoil con biocombustibles) en un número creciente de estaciones de servicio. La proporción de biocombustibles, que actualmente es de un 1'5%, se irá incrementando para poder cumplir con la exigencia del 5% que establece dicha ley.

En enero de 2008, el parlamento europeo aprobó la Directiva 2008/1/CE, relativa al control y prevención integrados de la contaminación (IPPC), la cual amplía el ámbito a

otras actividades contaminantes, tales como instalaciones de combustión medianas (entre 20 y 50 MW), y establece valores límite de emisión más estrictos para las grandes instalaciones de combustión que antes quedaban fuera de esta Directiva, estableciendo la realización de inspecciones anuales en los centros industriales que comparen los valores emitidos con los establecidos por las Mejores Tecnologías Disponibles.

En España, en octubre 2007 se aprobó la Ley 26/2007 que transpone la Directiva 35/2004 sobre responsabilidad medioambiental. El 23 de Diciembre de 2008 fue publicado el reglamento correspondiente que establece las metodologías relativas a la determinación de escenarios de riesgos y fijación de costes de reparación que permitan definir coberturas para garantías financieras por responsabilidad medioambiental. La exigibilidad de la constitución de la garantía financiera se determinará por una Orden Ministerial del Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino a partir del 30 abril de 2010.

### 36.5) Emisiones de CO<sub>2</sub>

Durante los ejercicios 2009 y 2008 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 15,9 y 12,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 246 y 278 millones de euros. En este plan también se estipulan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el año 2010 por 15,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

En los ejercicios 2009 y 2008 se ha producido una depreciación del valor de los derechos de emisión, lo que ha dado lugar a la dotación de una provisión por depreciación de 50 y 86 millones de euros, respectivamente, que se ha visto compensada casi en su totalidad, por los ingresos procedentes de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos recibidos a título gratuito.

El resultado neto en el ejercicio 2009 por la gestión de CO<sub>2</sub> ha ascendido a un beneficio de 35 millones de euros en 2009, mientras que en 2008 tuvo un efecto negativo de 16 millones de euros. El importe de 2009 se debe principalmente a una disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> en la mayoría de las refinerías y plantas químicas de Repsol YPF en España y Europa respecto a los derechos asignados. Se debe también, aunque en menor medida, a operaciones con derivados de derechos del CO<sub>2</sub> llevadas a cabo por el Grupo para optimizar el coste de las emisiones realizadas.

Las instalaciones de Repsol YPF incluidos en el Sistema de Comercio de Emisiones Europeo están sujetas a limitaciones cada vez mayores sobre la cantidad de CO<sub>2</sub> que puedan emitir gratuitamente. Con el fin de minimizar el coste de cumplimiento con dichas limitaciones en el futuro, la Compañía tiene distintas inversiones comprometidas para la adquisición de créditos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC) a través de fondos de carbono (Fondo Español de Carbono gestionado por el Banco Mundial y el Greenhouse Gas Credit Aggregation Pool gestionado por Natsource). La contratación a futuro de créditos MDL y AC mediante fondos de carbono representa una oportunidad de disponer de créditos a un precio económico para el futuro cumplimiento.

Los compromisos que tiene Repsol YPF han resultado en la adquisición de créditos durante el ejercicio 2009. Con estas adquisiciones, la inversión comprometida a final del ejercicio es de 24 millones de euros.

**(37) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES**

En el ejercicio 2009, el importe de los honorarios devengados por Deloitte por trabajos de Auditoría en Repsol YPF, S.A. y en las sociedades de su Grupo ha ascendido a 6,6 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios devengados por el Auditor y su organización por servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios ascendieron a 0,3 millones de euros y 0,1 millones de euros, respectivamente.

Se puede afirmar que la suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

**(38) HECHOS POSTERIORES**

- En Venezuela, con efectos desde 11 de enero de 2010, se han establecido nuevos tipos de cambio del bolívar frente al dólar americano (Convenio Cambiario N° 14). El tipo de cambio hasta entonces vigente, de 2,15 bolívares por dólar, ha pasado a ser, con carácter general, de 4,30 bolívares por dólar, aunque se establecen otros tipos para ciertas operaciones específicas.

Se está evaluando el alcance de la nueva normativa y su impacto sobre los negocios de Repsol en Venezuela. En cualquier caso, dado que dichos negocios tienen como moneda funcional el dólar, no se prevé que vaya a tener un impacto significativo en sus flujos de caja operativos.

- Con fecha efectiva 1 de febrero de 2010 se ha incorporado el área geográfica Barúa-Motatán como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A., en la que Repsol tiene una participación del 40%. Con ello, Repsol hizo efectiva la nota de crédito recibida durante el proceso de migración de los convenios operativos a empresa mixta.
- El 10 de febrero de 2010 el Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela anunció la adjudicación del Bloque Carabobo 1 de la Faja Petrolífera del Orinoco a un consorcio en el que participa Repsol. La empresa mixta que deberá constituirse para desarrollar las actividades petroleras tendrá como accionistas a CVP con un 60% de las acciones mientras que el 40% restante quedará distribuido entre las empresas que conforman el consorcio ganador: Repsol (11%), Petronas (11%), ONGC (11%), Oil India Ltd (3,5%) e Indian Oil Co (3,5%).

ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes <sup>(1)</sup>	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2009	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Repsol Petróleo, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	99,97	99,97	217,6	1.256,8	180,7		1.654,7
Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Producción y comercialización de derivados	I.G.	100,00	100,00	5,4	61,4	17,9		84,7
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,9	1,0		3,0
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.		Asfaltos	I.P.	50,00	50,00	8,5	12,7	1,6		11,4
Servicios de seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Butano, S.A. y Repsol Química, S.A.	Seguridad	I.G.	100,00	100,00	0,4	-0,1	0,2		0,5
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A./PETRONOR	Remolcadores	I.G.	99,23	100,00	0,1	2,4	2,3		4,8
Repsol YPF Trading y Transportes, S.A. (RYTTSA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	128,3	36,3		164,7
RYTTSA Singapore	Islas Cayman	Repsol YPF Trading y Transportes, S.A.		Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,0	-2,6	-0,8		-3,3
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	123,7	54,3	21,8		199,8
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	96,7		-79,1		4,4
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago (2)	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings, Llc.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	100,00	96,7	5,3	77,3	-79,1	25,0
Atlantic 4 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	P.E.	22,22	22,22	174,9				38,9
Atlantic 4 LNG Company of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings, Llc.		Construcción de planta de licuefacción	P.E.	22,22	100,00	174,9	-64,6	73,3		40,8
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	3,7	8,1	6,9		18,8
Repsol E&P T&T Limited	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	52,6	24,2	10,9		87,7
Repsol LNG, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol comercializadora de Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,0	-0,5		-0,9
Gastream México S.A. de C.V.	México	Repsol YPF, S.A.	Repsol LNG, S.L.	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	20,0	-20,8	-0,1		-0,9
Repsol Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, SA	Gas Natural, SGA	Gestión comercialización de GNL	I.P.	65,06	100,00	2,0	0,2	0,5		1,8
Pacific LNG Bolivia S.R.L.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	37,50	37,50	1,9	-1,8	0,0	0,0	0,1
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	0,0	1,6	21,8		23,4
Repsol Butano, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	58,7	556,0	105,7		720,4
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de gas	P.E.	100,00	100,00	1,3	-1,8	0,5	0,0	0,0
Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	85,00	85,00	14,7	10,2	11,1		30,6
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas Licuado	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Instalaciones de gas	I.G.	52,70	62,00	0,4	0,1	0,0		0,2
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	42,50	50,00	0,0	0,5	0,4	0,0	0,4
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.	Poligas Luján, S.A.	Comercialización de GLP	P.E.	75,73	100,00	0,0	-0,4	0,0	0,0	-0,3
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	7,4	2,4	5,5		15,4
Servicio de Mantenimiento y Personal - SEMAPESA	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0		0,0
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,6	21,4	16,8		38,7
Selpta Soc. Unipessoal Lda.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	100,00	100,00	0,0	0,8	0,4	0,0	1,2
Saaga, S.A.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	1,0	3,2	0,4	0,0	1,2
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Chile, Limitada	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	100,7	72,5	20,3		193,5
Empresas Lípigas, S.A.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.		Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	73,1	20,7	45,4	-50,6	39,8
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.	Grupo Repsol YPF del Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,85	99,85	32,8	3,7	15,2	-6,2	45,4
Repsol YPF Comercial de la Amazonia, SAC	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.		Distribuidora de GLP	I.G.	99,69	99,84	0,1	0,1	-0,1		0,2
Repsol YPF GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Butano, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A./R. YPF Bolivia, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,1	-0,1		0,1
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Repsol Química, S.A./Repsol YPF, S.A./Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	11,9	-4,8	0,9		8,0
Repsol Gas Brasil, S.A.	Brasil	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Brasil, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	29,9	-14,1	-4,6		11,2
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1,1	-1,3	0,0		-0,3
Vía Red Servicios Logísticos, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas natural	P.E.	99,49	99,49	0,8	-0,1	0,0	0,0	0,6
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A./PETRONOR	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,65	99,76	334,8	591,4	344,7	-204,0	1.031,0
Repsol Directo, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Camps Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	96,65	100,00	0,1	2,5	3,3		5,7
Camps Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Explotación y gestión de EE.SS.	I.G.	96,65	100,00	8,4	18,0	34,8		59,1
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	P.E.	43,68	45,00	15,1	-4,9	-0,3	0,0	4,3
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Servicios de fidelización	P.E.	29,00	30,00	0,1	4,8	-0,1	0,0	1,4
Carburants i Derivats, S.A. (CADESA)	Andorra	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	33,18	33,25	0,1	1,0	0,7	0,0	0,6
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol, S.L.		Servicios relacionados con la automoción	I.G.	99,78	100,00	0,0	0,5	-0,2		0,4
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	PETRONOR	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	69,85	70,00	1,5	0,3	0,8		1,8
Solred, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Gestión de medios de pago en EE.SS.	I.G.	99,78	100,00	7,3	22,0	10,8		40,0
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Gestión EE.SS.	I.P.	49,89	50,00	39,4	6,7	1,3		23,6
Terminales Canarias, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Almacenamiento y distribución de ptdos. petrolíferos	I.P.	49,89	50,00	19,8	1,9	0,7		11,2
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	PETRONOR	Transporte y almacén de ptdos. petrolíferos	P.E.	14,25	15,00	84,1	152,1	171,2	-219,2	26,8
CLH Aviación, S.A. <sup>(3)</sup>	España	CLH, S.A.		Transporte y almacén de ptdos. petrolíferos	P.E.	14,25	100,00	21,7	32,1	7,7		7,7
Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sin actividad	I.G.	100,00	100,00	0,2	13,1	11,3		24,6
The Repsol Company of Portugal Ltd.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,8	2,4	0,1		3,3
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	59,0	313,8	37,2		410,0
Repsol Directo LDA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,3	-0,1	0,1		0,2
Gespost	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,0	2,4	1,4		3,8
Caiageste - Gestao de Areas de Servicios Ltda.	Portugal	Gespost		Explotación y gestión de EE.SS.	P.E.	50,00	50,00	0,0	0,1	-0,1	0,0	0,0
Abastecimientos e Serviços de Avia - ASA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda - SABA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tecnicontról y Gestión Integral, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	3,5	28,0	0,2		31,7
Bahía Bizkaia Electricidad, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.		Generación de Energía	I.P.	25,00	25,00	3,6	147,9	27,2		44,7
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.		Mantenimiento de Plantas de Gasificación	I.P.	25,00	25,00	6,0	32,5	8,0	-8,0	24,2
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo	I.G.	100,00	100,00	0,1	386,3	5,9		392,3
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	85,98	85,98	120,5	452,9	170,4	-66,1	582,7
Asfalnor, S.A.	España	PETRONOR		Distribuc. y comercialización de ptdos. asfáltico	I.G.	85,98	100,00	0,1	0,0	0,0		0,1
Repsol Exploración, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24,6	1.201,7	599,1		1.825,4
Repsol LNG Holding, antes se denominaba Repsol Exploración	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,8	8,3	-13,5		-3,4
Gas Natural West África S.L.	España	Repsol LNG Holding, S.A.	Gas Natural Exploración, S.L.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	72,04	100,00	6,9	3,2	-12,8		-1,9
Repsol YPF Cuba, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	5,6	-0,6		-6,9
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	-0,7	-9,0		-7,8
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5,6	113,7	-122,1		-4,8
Repsol Exploración Marzúq, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7,2	444,0	126,0		577,2
Alskas Oil Operations AG/Repsol Oil Operation	Libia	Repsol Exploración Marzúq, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	100,00	100,00	0,1	0,0	0,3		0,4
Repsol YPF Ecuador, S.A.	Ecuador	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4,3	84,3	-13,3		75,3
Amodiani Oil Company, Ltd.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A.		Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-1,5	20,6			19,0
Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,1	25,1	6,7		31,9
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Cayman	Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.		Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	69,7	4,5	10,0	-5,2	23,4
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A.(3)	Islas Cayman	Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.		Otras actividades	P.E.	29,66	100,00					0,0
Repsol Exploración Secuá, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	-0,3	0,5		2,0
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	14,5	140,0	25,0		179,5
Perú LNG Company, Llc.	Perú	Repsol Exploración Perú, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	20,00	1.127,7	17,6	-60,4		217,0
TGP, S.A.	Perú	Perú Pipeline Holding Co, LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	10,00	144,6	223,1	42,2		41,0
Repsol YPF Oriente Medio, S.A.												

ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes <sup>(1)</sup>	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2009	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Repsol Exploración México S.A. de C.V.	México	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,5	1,0	11,2		27,6
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00		0,1	0,1		0,2
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	-0,1	-3,8		-3,7
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	0,0	19,6	-22,4	0,0	-0,7
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	-0,1	-0,3		-0,1
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,8	-1,4	-1,1		0,3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00			-0,1		-0,1
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	238,4	-88,8	1,8		151,5
Calio LLC	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	14,4	5,8			20,2
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11,4	53,6	-17,4		47,7
Repsol YPF Venezuela Gas	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00		-6,2	-0,2		-6,4
Cardón IV	Venezuela	Repsol YPF Venezuela Gas S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00		-21,7	5,8		-8,0
Petroquiere, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	3,8	433,2	262,6		279,8
Quiriquire Gas, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	0,3	90,0	79,1		101,7
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1		-1,5		-1,4
BPRY Caribbean Ventures LLC	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	849,6	-1.616,3	884,1		35,2
BP Amoco Trinidad & Tobago, LLG (consolidada en BCS de	EE.UU.	BPRY Caribbean Ventures LLC		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	117,3	772,9	312,4	-853,1	104,9
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	0,1	1,4			0,8
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	225,9	424,7	10,2		660,8
EniRepsa Gas Limited	Arabia Saudita	Repsol Exploración, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	254,4	-215,0	-17,5		6,6
Repsol USA Holdings Corp	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.428,9	-116,2	-16,8		2.295,9
Repsol Services Company	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	30,7	-3,8	5,0		31,9
Repsol E&P USA, Inc	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.281,3	-131,0	26,2		2.176,5
Repsol Energy North America Corp.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	92,4	-2,7	-55,5		34,3
Repsol Offshore E&P Inc.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22,7	-13,6	-0,1		9,0
Repsol Advanced Services LTD	Suiza	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Murzuq SA	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,3	0,1			0,4
Repsol Exploración Liberia, BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción	I.G.	100,00	100,00		4,0	-0,8		3,2
Repsol Exploración Norge	Noruega	Repsol Exploración SA		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	7,4	-3,2		4,3
Repsol E&P Canada LTD	Canadá	Repsol Exploración SA		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,3	0,1	-2,1		-0,8
Repsol YPF Perú, BV	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	87,0	71,3	11,3		169,6
Grupo Repsol YPF del Perú, S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,5	-0,1		0,8
Refinería La Pampilla, S.A.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Refino	I.G.	51,03	51,03	102,0	34,9	34,4		87,4
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Refinería La Pampilla, S.A.		Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	58,2	0,8	9,5		35,0
Repsol YPF Marketing S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Comercialización de combustibles y especialidad	I.G.	100,00	100,00	10,0	2,3	5,8	1,8	9,8
Servicios y Operaciones Perú S.A.C	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,1	0,9		1,0
Repsol International Finance B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	247,3	1.238,7	-221,6	0,0	1.264,4
Repsol LNG Port of Spain, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	213,1		44,7		257,9
Atlantic 1 Holdings, LLC	Trinidad y Tobago	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	169,3			-201,3	-6,4
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	100,00	169,3	82,2	169,3		84,2
Repsol International Capital, Ltd	Islas Cayman	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100,00	100,00	347,1	-299,5	-10,1	0,0	37,5
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100,00	100,00	0,0	-0,7	-7,9	0,0	-8,6
Repsol YPF Capital, S.L.	España	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	463,8	84,7	71,6	0,0	620,1
Cavacat, S.A.	Argentina	Repsol YPF Capital, S.L.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	0,00	8,1	47,7	12,5		68,3
Gaviota RE S.A.	Luxemburgo	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	13,6	48,6	73,1	0,0	73,1
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Gaviota RE		Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	5,0	4,3	1,9	0,0	11,2
Repsol Canada Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	4,0	-1,5	-0,2		2,3
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	224,3	-47,9	-24,4		152,0
Repsol Occidental Corporation	Estados Unidos	Repsol International Finance, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	0,3	120,0	147,0	-43,0	56,1
Repsol Química, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	60,5	-265,2	-118,7		-323,5
Polidur, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	17,4	-14,1	-1,1		2,3
General Química, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	3,0	15,9	-7,7		11,3
Cogeneración Gesquia, S.A.	España	General Química, S.A.		Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	1,8	5,7	-1,4	0,0	2,4
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización ptdos. químicos	I.P.	50,01	50,01	16,8	10,1	-7,0		10,0
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización ptdos. químicos	P.E.	49,99	49,99	34,4	15,3	-0,6	0,0	24,5
Dynasol Gestión, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	0,1	0,9	0,1		0,5
Dynasol LLC	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.		Comercialización de Productos Petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repsol Polimeros LDA	Portugal	Repsol Química, S.A.	Repsol Lusitania, S.L.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	303,3	12,1	-44,5		270,9
Repsol Electricidade e Calor.ACE	Portugal	Repsol Polimeros LDA		Producción de electricidad	P.E.	66,67	66,67	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repsol Chemie Deutschland GmbH	Alemania	Repsol Química, S.A.		Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,6	0,9		1,6
Repsol Lusitania, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00		-1,5	-1,6		-3,0
Repsol Italia, SpA	Italia	Repsol YPF, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2,4	18,2	-9,7		10,8
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A./Repsol Exploración, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	30,01	922,0	8.888,0	1.195,0	-324,0	3.205,5
Sagane, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,01	100,00	94,8	24,8	56,2	-51,8	37,2
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (EMPL) (2)	Reino Unido	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	21,79	72,60	0,1	94,9	140,1	-27,6	45,2
Metragez, S.A. (2)	Marruecos	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	21,70	72,30	3,4	0,8	1,4	0,0	1,2
Gas Natural transporte SDG, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	14,9	44,9	9,0	-7,7	18,3
Gas Natural Exploración, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Energía, S.A.	Investigación y exploración hidrocarburos	I.P.	30,01	100,00	36,0	-6,0	-112,0	0,0	-24,6
Kromschroeder, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financieras y otras actividades	P.E.	12,75	42,50	1,0	12,0	-1,0	0,0	1,5
Gas Natural Castilla y León, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	27,04	90,10	6,3	78,6	23,3	0,0	29,3
Gas Natural Castilla La Mancha, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	28,51	95,00	26,8	17,8	7,9	0,0	15,0
Gas Natural Distribución SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	101,0	1.027,8	328,9	-288,3	350,9
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,01	100,00	833,2	1.895,3	-0,2	0,0	818,8
Electra de Abusejo, S.L. (2)	España	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,01	100,00	0,7	-0,6	0,2	0,0	0,1
Distribuidora eléctrica Navasfrías, S.L.(2)	España	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,01	100,00	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1
Gas Natural Rioja, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	26,26	87,50	2,7	8,9	4,7	0,0	4,3
Gas Navarra, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	27,01	90,00	3,6	27,1	8,3	0,0	10,5
Gas Galicia SDG, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	18,61	62,00	32,9	5,5	6,5	0,0	8,4
Gas Aragón, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	P.E.	10,50	35,00	6,0	57,0	9,0	0,0	7,6
La Propagadora del Gas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Holding Gas Natural, S.A.	Sociedad de Cartera	I.P.	30,01	100,00	0,2	1,3	0,4	0,0	0,6
Gas Natural Informática, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Informática	I.P.	30,01	100,00	19,9	0,8	-1,0	0,0	5,9
Gas Natural Andalucía, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	12,4	41,4	14,8	-10,0	17,6
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,3	1,5	0,0	0,0	0,5
La Energía, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Cogeneración	I.P.	30,01	100,00	10,7	1,6	1,8	0,0	4,2
Sociedad de Tratamiento Homillos, S.L.(2)	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	28,33	94,40	1,2	1,5	1,1	0,0	1,1
UTE La Energía-GNE (2)	España	La Energía, S.A.	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Cogeneración	I.P.	30,01	100,00	2,0	0,0	1,0	0,0	0,9
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.										

## ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes <sup>(1)</sup>	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2009	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Tratamiento Integral de Almazán, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	90,00	2,7	-0,2	1,9	0,0	1,2	
Tratamientos Cinca Medio, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	24,01	80,00	2,0	0,3	0,7	0,0	0,7
Generación Peninsular, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,01	100,00	3,6	27,6	6,3	0,0	11,2
Gas Natural Comercializadora, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad industria	I.P.	30,01	100,00	2,4	30,3	89,6	-83,3	11,7
Oficina cambio suministrador, S.A.	España	Gas Natural Comercializadora, S.A.		Servicios	P.E.	8,70	29,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Servicios SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas, electricidad y gestión	I.P.	30,01	100,00	2,8	17,0	68,1	-56,6	9,4
UTE GNS-Dalkia Energía y Servicios	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.		Gestión Energética	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Electricidad SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación y comercialización de electricidad	I.P.	30,01	100,00	3,5	-1,4	31,2	0,0	10,0
Buenergía Gas & Power Ltd (2)	I. Cayman	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	28,51	95,00	0,1	-28,6	-1,3	0,0	-8,5
Ecoeléctrica Holdings Ltd.	I. Cayman	Buenergía Gas & Power Ltd		Sociedad de cartera	I.P.	14,26	47,50	63,2	19,2	0,0	-20,4	8,8
Ecoeléctrica Ltd.	I. Cayman	Ecoeléctrica Holdings Ltd.		Sociedad de cartera	I.P.	14,26	47,50	0,6	0,1	0,0	-0,2	0,1
Ecoeléctrica LP Ltd.	Puerto Rico	Ecoeléctrica Holdings Ltd.	Ecoeléctrica Ltd.	Generación de Electricidad	I.P.	14,26	47,50	63,2	32,1	48,9	-12,1	18,8
Gas Natural Corporación Eólica, S.L. (2)	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Energía, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	5,4	68,2	24,6	0,0	29,5
Corporación Eólica Zaragoza, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	20,41	68,00	2,5	0,4	0,3	0,0	0,7
Montouto 2000, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	14,71	49,00	6,0	3,7	1,9	0,0	1,7
Eólicos Singulares 2005, S.A.	España	Montouto 2000, S.A.		Generación Eólica	I.P.	14,71	49,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,01	50,00	2,7	2,8	2,9	0,0	1,3
Enervent, S.A. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	P.E.	7,80	26,00	5,0	5,0	1,0	0,0	0,9
Aplicaciones y Proyectos energéticos, S.A. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1
Los Castrios, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	9,93	33,10	2,2	0,5	0,9	0,0	0,4
Molinos de Valdebezana, S.A. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	17,92	59,70	0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Sistemas Energéticos La Muela, S.A. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	P.E.	6,00	20,00	3,0	4,0	1,0	0,0	0,5
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	P.E.	5,40	18,00	2,0	2,0	2,0	0,0	0,3
Boreas Eólica 2, S.A. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	26,89	89,60	2,6	4,5	1,3	0,0	2,3
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,01	50,00	9,9	28,3	12,8	0,0	7,7
Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	10,89	36,30	16,5	3,2	5,3	0,0	2,7
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,01	50,00	10,3	7,6	9,1	0,0	4,1
Molinos de La Rioja, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	9,99	33,30	3,0	1,4	1,9	0,0	0,6
Molinos de Linares, S.A.	España	Molinos de La Rioja, S.A.		Generación Eólica	I.P.	7,50	25,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Wind, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Wind 2, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Wind 3, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Wind 4, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Wind 5, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Wind 6, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Wind Canarias, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Energy Canarias, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Eólicas Fuerteventura, S.L. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alas Capital & GN, S.A. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	12,00	40,00	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
O Novo Aquilón, S.L.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	18,01	60,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Parques Eólicos 2008-2012, S.L.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	16,21	54,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energy way Producao de energia, Lda. (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dawn Energy Producao de energia Ltda. (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lantaron Energia S.L. (2)	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de electricidad	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Desarrollo del Cable, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Telecomunicaciones	I.P.	30,01	100,00	21,1	20,6	11,3	0,0	15,9
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.L. (2)	España	Desarrollo del Cable		Telecomunicaciones	I.P.	30,01	100,00	3,6	8,4	6,7	0,0	5,6
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Panama)	Panamá	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.	Empresa Distribuidora Electricidad Metro Oeste, SA	Telecomunicaciones	I.P.	27,07	90,20	2,0	1,2	1,8	0,0	1,4
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Colombia)	Colombia	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.	Electrificadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Telecomunicaciones	I.P.	26,34	87,76	0,0	2,1	1,1	0,0	1,1
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Guatemala)	Guatemala	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.		Telecomunicaciones	I.P.	30,01	100,00	0,4	2,6	1,8	0,0	1,3
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Nicaragua)	Nicaragua	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.		Telecomunicaciones	I.P.	30,01	100,00	0,2	0,5	0,3	0,0	0,3
Alliance, S.A.	Nicaragua	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.		Telecomunicaciones	I.P.	14,98	49,90	0,3	0,1	0,2	0,0	0,1
Gas Natural Cegas S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	29,92	99,70	25,4	68,2	26,4	0,0	35,9
Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Sagane, S.A.	Aprovechamiento de gas	I.P.	30,01	100,00	0,6	20,1	31,3	0,0	15,6
Gas Natural Finance, BV (2)	Holanda	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,0	2,0	0,5	0,0	0,8
Holding Gas Natural, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	0,3	0,2	0,0	0,0	0,2
Gas Natural de Sao Paulo Sul, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural, SDG, S.A.	Gas Natural Serviços, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	357,6	-140,9	24,8	-13,9	68,3
Gas Natural International, Ltd. (2)	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,01	100,00	25,4	7,5	1,2	0,0	10,2
Natural RE, S.A. (2)	Luxemburgo	Gas Natural International, Ltd.	Holding Gas Natural, S.A.	Seguros	I.P.	30,01	100,00	3,2	13,5	5,4	0,0	6,6
Administración y servicios ECAP, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural SDG, S.A.	Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A. de C.V.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Internacional SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	349,5	120,8	27,3	0,0	149,3
Natural Energy, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.G.	30,01	100,00	0,2	-0,4	1,7	0,0	0,5
CEG Rio, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	17,89	59,60	34,4	42,7	25,9	-26,1	13,8
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	16,27	54,20	178,2	150,9	87,1	-66,5	56,9
Gas Natural Commercialisation France, S.A.S. (2)	Francia	Gas Natural Internacional SDG		Comercialización de gas	I.P.	30,01	100,00	0,0	1,2	10,6	0,0	3,5
Gas Natural Puerto Rico, INC (2)	Puerto Rico	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Sociedad de Cartera	I.P.	30,01	100,00	0,9	-0,4	-0,4	0,0	0,0
Invergas, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	48,9	60,0	0,6	-13,4	28,8
Gas Natural Ban, S.A. (2)	Argentina	Invergas, S.A.	Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	21,01	70,00	214,7	-138,3	9,8	0,0	18,1
Gas Natural Argentina SDG, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	105,0	-23,6	0,2	0,0	24,5
Gas Natural do Brasil S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Generación y comercialización Electricidad	I.P.	30,01	100,00	0,6	-2,3	-0,3	0,0	-0,6
Gas Natural Servicios, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural do Brasil S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	2,1	3,4	-0,4	0,0	1,5
Gas Natural México, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	26,05	86,80	470,7	-184,7	11,2	0,0	77,4
Comercializadora Metrogas S.A. de CV (2)	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.	Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V.	Distribución de gas	I.P.	26,05	86,80	128,1	-77,2	5,1	0,0	14,6
Adm. Servicios Energía México, S.A. de CV (2)	México	Comercializadora Metrogas S.A. de CV		Servicios	I.P.	26,05	86,80	0,0	-0,3	0,0	0,0	-0,1
Energía y Confort Admón. de Personal, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,11	87,00	0,0	0,4	0,3	0,0	0,2
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,05	86,80	6,1	0,2	0,8	0,0	1,8
Gas Natural Vehicular del Norte A en P (3)	México	Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	13,29	44,30	0,7	-0,2	0,0	0,0	0,1
Transnatural, SRL de CV	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,02	43,40	10,4	-23,8	-4,8	0,0	-2,4
CH4 Energía, S.A. de CV	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,02	43,40	0,6	2,6	1,1	0,0	0,6
Gas Natural Vendita Italia, S.p.a. (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Comercialización de gas	I.P.	30,01	100,00	2,1	5,9	1,0	0,0	2,7
Gas Natural Distribuzione S.p.a. (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	33,1	146,8	9,2	0,0	56,8
Cetraro Distribuzione Gas, S.R.L. (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.a.		Comercialización de gas y transporte	I.P.	18,01	60,00	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Albidona Distribuzione Gas, S.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.a.		Comercialización de gas y transporte	I.P.	18,01	60,00	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1
Gas Natural Italia, S.p.a. (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,5	0,0	0,0	0,2
Gas Natural Rigassificazione Italia, S.p.a. (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Regasificación de gas	I.P.	30,01	100,00	11,1	0,0	-0,2	0,0	3,3
Sistemas Administración y Servicios, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,11	87,00	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1
Natural Servicios, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.										

ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2009	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Serviconfort Colombia S.A. (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,2	0,1	0,2	0,0	0,2
Gas Natural, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Gas Natural Intercomercial, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	17,74	59,10	10,9	139,4	84,7	0,0	41,7
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	13,75	45,80	1,1	11,1	5,8	0,0	2,5
Gas Natural del Oriente, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	9,66	32,20	9,2	23,5	11,2	-9,4	3,3
Gas Natural Servicios Colombia, Ltda. (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	17,71	59,00	0,3	1,3	0,5	0,0	0,4
Portal del Instalador, S.A. (2)	España	Gas Natural Informática S.A.	Repsol YPF, S.A.	Servicios	I.P.	25,51	85,00	1,3	0,3	0,3	0,0	0,5
Central Anahuac, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intercomercial, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	218,1	-68,8	5,5	0,0	46,5
Controladora del Golfo, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intercomercial, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	122,7	-0,5	-33,7	0,0	26,6
Central Lomas del Real, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intercomercial, SDG, S.A.	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	22,3	118,0	13,2	0,0	46,1
Central Saltillo, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Intercomercial, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	141,3	-38,5	7,8	0,0	33,2
Central Vallehermoso, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intercomercial, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	28,3	149,4	13,4	0,0	57,4
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A. de CV	México	Gas Natural Intercomercial, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,6	0,2	0,0	0,2
Electricidad Aguila de Altamira, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intercomercial, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	152,7	-44,8	1,4	0,0	32,8
Gasoducto del Río, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intercomercial, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	2,7	7,6	2,6	0,0	3,9
Torre Marenostrum, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Inmobiliaria	P.E.	13,50	45,00	5,3	14,2	-0,2	0,0	2,6
Central Térmica la Torrecilla, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Cogeneración	I.P.	15,01	50,00	1,2	0,0	0,0	0,0	0,2
Gas Natural Capital Markets, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,2	1,7	0,0	0,6
Gas Natural Comercial SDG, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de electricidad	I.P.	30,01	100,00	4,3	4,9	3,0	0,0	3,7
Petroleum Oil & Gas España, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Exploración hidrocarburos	I.P.	30,01	100,00	3,9	51,2	-5,5	0,0	14,9
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Comercialización de gas, electricidad y gestión	I.P.	30,01	100,00	1,9	-7,6	33,9	-20,2	2,5
GEM Distribución Gas 2, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
GEM Sum. Gas 2, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	2,0	0,0	0,0	0,0	0,6
GEM Sum. SUR 2, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	2,0	0,0	0,0	0,0	0,6
GEM Serv. Comunés 2, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogás doña Juana, S.A. E.S.P.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Tratamiento y aprovechamiento del biogás	I.P.	14,95	49,80	2,1	0,9	-0,1	0,0	0,4
Ensafeca Holding Empresarial, S.L. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Holding	P.E.	5,56	18,52	7,7	2,0	0,4	0,0	0,6
Unión Fenosa Minería, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,01	100,00	10,7	167,1	8,3	0,0	55,8
Lignitos de Meirama, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Minería	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,01	100,00	23,1	11,5	3,5	0,0	11,4
Pizarras Mahide, S.L. (2)	España	Lignitos de Meirama, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,01	100,00	1,2	-0,2	1,0	0,0	0,6
Unión Fenosa South Africa Coal (Proprietary), Ltd. (2)	Sudáfrica	Unión Fenosa Minería, B.V.		Holding	I.P.	30,01	100,00	0,0	51,9	0,7	0,0	15,8
Kangra Coal (Proprietary), Ltd. (2)	Sudáfrica	Unión Fenosa South Africa Coal (PTY), LTD		Minería	I.P.	21,01	70,01	0,0	59,2	32,5	0,0	19,3
Unión Fenosa Minería B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Minería		Holding	I.P.	30,01	100,00	0,0	142,2	0,4	0,0	42,8
Unión Fenosa Comercial, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de electricidad	I.P.	30,01	100,00	10,4	31,6	69,3	0,0	33,4
Unión Fenosa Distribución, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	30,01	100,00	360,6	464,2	209,3	-202,8	249,5
Electra del Jallas, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	29,99	99,92	0,2	36,1	4,0	0,0	12,1
Hidroeléctrica Nuestra Señora de la Soledad de Tendilla y La	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
Electrica Conquense, S.A.	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Energía	I.P.	13,93	46,41	3,1	2,2	0,8	0,0	0,9
Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A.	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Energía	I.P.	13,49	44,94	15,7	47,1	7,1	0,0	9,4
Unión Fenosa Internacional, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	174,3	85,6	371,7	0,0	189,5
Unión Fenosa Generación México, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,1	-1,0	0,2	0,0	-0,2
Unión Fenosa México, B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Holding	I.P.	30,01	100,00	128,2	129,8	0,8	-0,9	77,4
Unión Fenosa Operación México, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, B.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Serv. Profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,4	0,1	0,0	0,2
Zemer Energía, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, B.V.		Generación de Electricidad	I.P.	15,01	50,00	0,0	-0,5	-0,1	0,0	-0,1
Unión Fenosa México, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, B.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	I.P.	30,01	100,00	296,8	-45,2	-11,7	0,0	72,0
Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, SA de CV	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	49,2	-8,6	3,3	0,0	13,2
Fuerza y Energía de Naco Nogales, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, SA de CV	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	131,1	-51,0	-5,2	0,0	22,5
Fuerza y Energía de Taxpan, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, SA de CV	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	156,3	-32,4	27,7	0,0	45,5
Fuerza y Energía de Norte Durango, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, SA de CV	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	53,7	-0,7	-0,7	0,0	13,7
Fuerza y Energía BII Hixco, S.A. DE C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, SA de CV	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	11,0	-9,3	-0,8	0,0	0,3
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Unión Fenosa Distribución Colombia B.V.	Distribución de electricidad	I.P.	24,40	81,32	789,0	-275,5	25,2	0,0	131,5
Energía Social de la Costa, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Comercialización de electricidad	I.P.	24,40	81,32	0,8	0,0	-2,2	0,0	-0,4
Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P. (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, SA Colombia	Comercialización de electricidad	I.P.	24,40	81,32	0,1	0,0	1,4	0,0	0,4
Electricaribe Mipymes de Energía, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Distribución de electricidad	I.P.	24,40	81,32	0,6	1,1	-15,5	0,0	-3,4
Electrocosta Mipymes de Energía, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Distribución de electricidad	I.P.	24,41	81,33	0,0	-2,5	0,0	0,0	-0,6
Almar Csx, S.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1
Unión Fenosa Generadora Torito, S.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	19,51	65,00	0,0	3,1	0,0	0,0	0,6
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	19,51	65,00	26,2	-7,7	4,8	0,0	4,5
Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí, S.A. (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,31	51,00	17,6	-2,6	8,0	0,0	3,5
Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste, S.A. (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,31	51,00	71,4	-7,8	18,3	0,0	12,5
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,31	51,00	9,0	1,2	4,8	0,0	2,3
Unión Fenosa Generación Panamá, S.A. (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	27,26	90,83	8,2	0,3	10,8	0,0	5,3
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	27,86	92,84	14,4	-3,2	7,7	0,0	5,3
Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, S	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Comercialización de electricidad	I.P.	30,00	99,96	0,0	1,0	0,2	0,0	0,4
Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,01	100,00	2,4	0,4	0,1	0,0	0,9
Generación Limpia Guatemala, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,01	100,00	5,6	-0,4	0,2	0,0	1,6
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	26,50	88,30	73,9	-50,7	7,6	0,0	8,2
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	26,93	89,75	60,1	-56,8	2,4	0,0	1,5
Red Unión Fenosa, S.A. (2)	Moldova	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	28,19	93,93	7,1	90,3	15,6	0,0	31,8
Unión Fenosa Distribución Colombia B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Holding	I.P.	30,01	100,00	0,0	131,2	108,8	0,0	72,0
Caribe Capital B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Holding	I.P.	30,01	100,00	0,0	251,9	8,0	-7,8	75,7
Generadora Palamara La Vega, S.A. (2)	Rep. Dominicana	Caribe Capital B.V.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	4,1	63,8	10,0	0,0	23,4
Inversiones Hermill, S.A. (2)	Rep. Dominicana	Generadora Palamara La Vega, S.A.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Inmobiliaria	I.P.	30,01	100,00	1,4	-0,4	0,0	0,0	0,3
First Independent Power (Kenya), Ltd. (2)	Kenya	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Holding	I.P.	26,89	89,59	3,9	6,7	0,0	0,0	2,8
Iberférica Power Ltd. (2)	Kenya	First Independent Power Kenya, Ltd.		Generación de Electricidad	I.P.	21,51	71,66	15,7	2,1	0,4	0,0	3,9
Distribuidora Eléctrica de Caribe, S.A. (Panamá) (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Holding	I.P.	30,01	100,00	109,7	-24,8	13,0	-12,6	25,6
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio, S.L	España	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Holding	I.P.	30,01	100,00	31,8	-12,0	14,1	0,0	10,2
Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	1,0	33,2	5,3	0,0	11,8
Socoin México, S.A. de C.V. (2)	México	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	-3,0	0,5	0,0	-0,7
Socionoma, S.A. (Bolivia) (2)	Bolivia	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Socoinve, C.A. (2)	Venezuela	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.		Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,1	0,2	0,0	0,1
Soluciono Technical Services, Llc. (2)	Egipto	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	Operación y Mantenimiento Energy S.A.	Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Socoin, S.A. (Panamá) (2)	Panamá	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.		Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,2	0,2	0,0</	



## ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2009	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Operación y Mantenimiento Energy Dominicana, S.A. (2)	Rep. Dominicana	Operación y Mantenimiento Energy S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	4,3	0,4	0,0	1,4
Operación y Mantenimiento Energy Costa Rica, S.A. (2)	Costa Rica	Operación y Mantenimiento Energy S.A.		Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
Operación y Mantenimiento Energy Madagascar, S.A.R.L.U	Madagascar	Operación y Mantenimiento Energy S.A.		Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
Saudi Soluziona Company for Maintenance and operation, L	Arabia Saudí	Operación y Mantenimiento Energy S.A.	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U	Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Servicios	I.P.	29,56	98,48	3,2	7,7	0,1	0,0	3,3
Cedifil Core Wire, S.L. (2)	España	Compañía Española de Industrias Electroquímicas	La Propaganda del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	29,56	98,48	4,3	0,0	0,0	0,0	1,3
General de Edificios y Solares, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propaganda del Gas, S.A.	Inmobiliaria	I.P.	30,01	100,00	33,7	71,4	-17,1	0,0	26,4
Hotel de Naturaleza Tambre, S.L. (2)	España	General de Edificios y Solares, S.L.	La Propaganda del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,0	-0,3	0,0	0,0	-0,1
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Clover Financial and Treasury Services, Ltd. (2)	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propaganda del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,1	542,4	40,4	-35,7	164,2
Union Fenosa Preferentes, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,1	726,8	21,2	-16,9	219,4
Ufaxex UK Holdings, Ltd. (2)	Reino Unido	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,01	100,00	22,9	-18,8	0,1	0,0	1,2
Unión Fenosa Financial Services Usa, Llc. (2)	Estados Unidos	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1
Unión Fenosa Financiación, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propaganda del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,5	5,9	31,4	0,0	11,3
Unión Fenosa Finance, B.V. (2)	Países Bajos	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,3	1,6	0,8	-0,2	0,7
Limeisa International Coal B.V. (2)	Países Bajos	Gas Natural SDG, S.A.		Holding	I.P.	30,01	100,00	0,0	-0,2	76,8	-76,6	0,0
Unión Fenosa International B.V. (2)	Países Bajos	Gas Natural SDG, S.A.		Holding	I.P.	30,01	100,00	0,0	12,3	-1,0	0,0	3,4
Unión Fenosa Chile Limitada (2)	Chile	Unión Fenosa International B.V.	La Propaganda del Gas, S.A.	Holding	I.P.	30,01	100,00	3,6	0,4	-0,1	0,0	1,2
Unión Fenosa Renovables Limitada (Chile) (2)	Chile	Unión Fenosa Chile Limitada	La Propaganda del Gas, S.A.	Holding	I.P.	30,01	100,00	3,6	0,4	0,0	0,0	1,2
Unión Fenosa Energías Renovables Chile, S.A. (2)	Chile	Unión Fenosa Renovables Limitada (Chile)		Distribución de electricidad	I.P.	24,01	80,00	1,0	0,8	-0,4	0,0	0,3
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa International B.V.		Holding	I.P.	26,19	87,25	8,2	0,1	-0,7	0,0	2,0
Hawkesdale development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia PTY, LTD		Energía	I.P.	26,19	87,25	1,0	0,1	0,0	0,0	0,3
Ryan Corner development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia PTY, LTD		Energía	I.P.	26,19	87,25	1,8	0,2	0,0	0,0	0,5
Crookwell development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia PTY, LTD		Energía	I.P.	26,19	87,25	2,3	0,2	0,0	0,0	0,7
Unión Fenosa Gas, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Gas	I.P.	15,01	50,00	32,8	463,9	210,0	-128,9	86,7
Gas Directo, S.A.	España	UF Gas		Gas	I.P.	9,00	30,00	6,7	0,0	0,3	0,0	0,6
Gasífica, S.A.	España	UF Gas	Gas Natural SDG, S.A.	Gas	I.P.	16,51	55,00	2,0	8,0	0,0	0,0	1,6
Regasificadora del Noroeste, S.A. (3)	España	Gasífica SA		Gas	P.E.	3,48	11,60	55,0	9,0	89,0	-2,0	5,3
Nueva Electricidad del Gas, S.A.U.	España	UF Gas		Gas	I.P.	15,01	50,00	9,0	-3,0	-1,0	0,0	0,8
Spanish Egiptian Gas Company, S.A.E.	Egipto	UF Gas	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Gas	I.P.	12,00	40,00	348,7	-105,7	34,7	0,0	33,3
Segas Services, S.A.E.	Egipto	Spanish Egiptian Gas Company SAE	Operación y Mantenimiento Energy S.A.	Gas	I.P.	12,21	40,70	0,7	0,1	0,1	0,0	0,1
Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.	España	UF Gas	La Propaganda del Gas, S.A.	Gas	I.P.	15,01	50,00	2,3	16,1	11,2	0,0	4,4
Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A.	España	UF Gas		Gas	I.P.	15,01	50,00	0,1	0,1	-0,1	0,0	0,0
Infraestructura de Gas, S.A.	España	UF Gas		Gas	I.P.	12,75	42,50	0,3	6,7	0,1	0,0	0,9
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	España	Infraestructur de Gas SA		Gas	I.P.	6,40	21,30	1,5	15,6	16,1	0,0	2,1
Qalhat LNG, S.A.O.C. (3)	Omán	UF Gas		Gas	P.E.	1,10	3,68	48,0	3,0	9,0	0,0	0,7
Unión Fenosa Gas Infraestructures BV	Holanda	UF Gas		Gas	I.P.	15,01	50,00	0,0	5,4	-0,1	0,0	0,8
Palawan Sulu Sea Gas, Inc.	Filipinas	Unión Fenosa Gas Infraestructures BV		Gas	I.P.	15,01	50,00	0,1	5,3	-0,2	0,0	0,8
Nueva Generadora del Sur, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Energía	I.P.	15,01	50,00	96,0	39,1	15,8	0,0	22,6
Sociedad Gallega do Medio Ambiente, S.A. (3)	España	Generación Peninsular, S.L.		Gestión RSU	P.E.	14,71	49,00	32,0	8,8	0,0	0,0	6,0
Toledo PV A.E.I.E	España	Gas Natural SDG, S.A.		Energía	I.P.	10,00	33,33	0,0	0,3	0,3	0,0	0,1
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.I.E	España	Gas Natural SDG, S.A.		Energía	I.P.	5,80	19,33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Barras Eléctricas Generación, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Energía	I.P.	13,50	44,99	1,4	1,7	0,2	0,0	0,4
Enel Unión Fenosa Renovables, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Energía	I.P.	15,01	50,00	32,5	98,5	29,5	0,0	24,1
Áridos Energías Especiales, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,16	20,53	0,6	-0,3	0,3	0,0	0,0
Azucarera Energías, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,00	20,00	0,6	3,8	-1,7	0,0	0,2
Boiro Energía, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,00	20,00	0,6	2,4	2,4	0,0	0,3
Barbao, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,3	0,3	0,3	0,0	0,1
Parque Eólico Belmonte, S.A.	España	Barbao S.A.		Energía	I.P.	7,53	25,08	0,1	3,4	0,0	0,0	0,3
Cogeneración del Noroeste, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,00	20,00	3,6	2,6	3,3	0,0	0,6
Depuración, destilación y reciclaje, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,00	20,00	0,6	0,5	0,9	0,0	0,1
Energías Ambientales, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	5,00	16,67	16,0	2,4	0,1	0,0	0,9
Energías Ambientales de Novo, S.A.	España	Energías Ambientales SA		Energía	I.P.	5,00	16,67	2,0	0,4	1,0	0,0	0,2
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	España	Energías Ambientales SA	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Energía	I.P.	6,79	22,63	1,3	0,2	2,0	-0,3	0,2
Energías Ambientales de Vinanzo, S.A.	España	Energías Ambientales SA		Energía	I.P.	5,00	16,67	5,2	2,0	0,5	0,0	0,4
Societat Eòlica de l'Enderroçada, S.A.	España	Energías Ambientales SA		Energía	I.P.	4,00	13,33	5,7	0,8	0,9	0,0	0,3
Energías Especiales Alcohólicas, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	12,35	41,16	0,2	-0,9	-0,9	0,0	-0,2
Energías Especiales Alto Ulla, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	9,3	-2,0	0,8	0,0	1,2
Energías Especiales Andalucía, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	12,00	40,00	0,6	-0,4	0,0	0,0	0,0
Andalzuza de Energía Solar Primera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL		Energía	I.P.	9,12	30,40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Andalzuza de Energía Solar Tercera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL		Energía	I.P.	9,00	30,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Andalzuza de Energía Solar Cuarta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL		Energía	I.P.	9,12	30,40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Andalzuza de Energía Solar Quinta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL		Energía	I.P.	9,00	30,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales de Careón, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	11,55	38,50	0,3	0,1	0,7	0,0	0,1
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	11,75	39,17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	7,50	25,00	1,6	1,0	0,9	0,0	0,3
Energías Especiales Noroeste, S.A.U.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	6,8	-0,1	5,4	0,0	1,8
Energías Especiales Montes Castellanos, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	6,7	-1,8	0,2	0,0	0,8
Energías Especiales Peña Armada, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	12,00	40,00	1,0	0,2	1,0	0,0	0,3
Energías Renovables Montes de San Sebastián, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	2,5	-0,6	0,4	0,0	0,3
Eólica del Cordal de Montouto, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1
Eufer Renovables Ibéricas 2004, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	15,7	-1,1	3,2	0,0	2,7
Parque Eólico Cabo Vilano, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	6,6	-1,7	0,2	0,0	0,8
Parque Eólico de San Andrés, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	12,30	41,00	0,6	2,0	1,7	0,0	0,5
Parque Eólico de Capelada, A.I.E.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	7,50	25,00	5,9	-1,7	3,3	0,0	0,6
Parque Eólico Malpica, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	5,31	17,71	1,0	0,3	0,4	0,0	0,1
Parques Eólicos Montes de las Navas, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	3,00	10,00	6,5	0,8	2,7	0,0	0,3
Parque Eólico Sierra del Merengue, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	7,50	25,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Parque Eólico Padul, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	2,4	0,0	0,0	0,0	0,4
Parque Eólico Espina, S.L.U.	España	Parque Eólico Padul, S.L.		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Prims Energíca, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	7,50	25,00	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0
Proyectos Universitarios Energías Renovables, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	5,00	16,67	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Sistemas Energéticos Mañon Ortigueira, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	14,41	48,00	2,0	2,1	0,4	0,0	0,7
Sociedad Gallega de Cogeneración, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,00	20,00	1,8	0,8	1,9	0,0	0,3
Ufeyfs, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,00	20,00	0,3	1,1	-1,0	0,0	0,0
Eólica Galaco Asturiana, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros					
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2009	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)	
Energía Termosolar de los Monegros, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	12,00	40,00	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales Valencianas, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Parque Eólico de Corullón, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Punta de lens Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Punta de las Olas Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eufer Energías Especiais de Portugal, Unipessoal Lda.	Portugal	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eufer Caetano Energías Renovaveis, Lda.	Portugal	Eufer Energías Especiais de Portugal, Unipessoal L.		Energía	I.P.	7,65	25,50	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales de Padul, S.L.U.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales Santa Bárbara, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales de Gata, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales Montes de Andalucía, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Enerfasa, S.A. (3)	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	P.E.	6,75	22,50	0,0	-1,3	8,0	0,0	0,0	0,4
Energías de Villarubia, S.L. (3)	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	P.E.	3,00	10,00	1,0	-0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Sotavento Galicia, S.A. (3)	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	P.E.	2,70	9,00	0,6	3,0	1,1	0,0	0,1	0,1
Tirnadrid, S.A. (3)	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	P.E.	2,80	9,32	16,8	5,9	8,8	0,0	0,0	0,0
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF Capital/ CAVEANT/R.Exploración	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	84,04	3.777,1	-195,1	497,8	0,0	3.428,7	0,0
YPF International, S.A.	Bolivia	YPF, S.A.	Repsol YPF Bolivia/Repsol YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	84,04	100,00	114,6	-77,2	7,9	0,0	38,1	38,1
YPF Ecuador Inc.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	0,7	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
YPF Guyana, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	0,0	-6,5	5,5	0,0	-0,8	-0,8
YPF Holdings Inc.	EE.UU.	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	84,04	100,00	562,6	-509,4	-54,7	0,0	-1,3	-1,3
CLH Holdings	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Financiera	I.G.	84,04	100,00	180,6	-185,5	0,3	0,0	-3,8	-3,8
Tierra Solutions Inc.	EE.UU.	CLH Holdings		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	181,3	-186,1	0,3	0,0	-3,8	-3,8
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	416,8	-492,1	-55,0	0,0	-109,5	-109,5
Maxus US Exploration Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	1,3	-121,3	-53,2	0,0	-145,5	-145,5
Maxus International Energy Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	22,5	-27,3	0,0	0,0	-4,0	-4,0
Gateway Coal Company	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	-7,9	-0,2	-0,2	0,0	-6,9	-6,9
Compañía Mega	Argentina	YPF, S.A.		Fracionadora de gas	I.P.	31,94	38,00	140,8	7,1	42,0	0,0	60,6	60,6
Operadora de Estaciones de Servicio, S.A. OPESSA	Argentina	YPF, S.A.	Repsol YPF Gas, S.A.	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	84,04	99,85	27,5	-4,6	24,0	0,0	39,4	39,4
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Astra Evangelista, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	84,04	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Argentino, S.A. (GASA)	Argentina	YPF Inversora Energética, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	38,10	45,33	56,9	-96,3	-17,4	0,0	-21,6	-21,6
Metrogas, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A. (GASA)		Distribución de gas	P.E.	26,67	70,00	104,5	-63,6	-8,2	0,0	8,7	8,7
Oiltanking Ebytem, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Transporte y almacenaje de hidrocarburos	P.E.	25,21	30,00	8,1	-4,4	7,6	0,0	2,8	2,8
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, S.A.		Financiera	P.E.	30,25	36,00	-	-	-	-	-	-
Oleoducto Transandino Argentino, S.A. (3)	Argentina	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	30,25	100,00	-	-	-	-	-	-
Oleoducto Trasandino Chile, S.A. (3)	Chile	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	30,25	100,00	-	-	-	-	-	-
Oleoducto Transandino Argentina Accs preferidas	Argentina	YPF, S.A.		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	30,25	36,00	31,2	-21,8	-1,2	0,0	2,5	2,5
Oleoducto Transandino Chile Acciones preferidas	Chile	YPF, S.A.	Repsol YPF Chile	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	33,13	36,00	0,0	12,8	0,1	0,0	4,3	4,3
Gasoducto del Pacifico Caiman	Islas Cayman	YPF, S.A.		Financiera	P.E.	8,40	10,00	-	-	-	-	-	-
Gasoducto del Pacifico Chile (Ordinarias)	Chile	Gasoducto del Pacifico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	7,35	87,50	-	-	-	-	-	-
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A.(Ordinarias)	Argentina	Gasoducto del Pacifico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	7,35	87,50	-	-	-	-	-	-
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A.(Preferidas)	Argentina	Gasoducto del Pacifico (Cayman) S.A.	YPF, S.A.	Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	8,40	10,00	28,6	-18,4	2,1	0,0	1,0	1,0
Profertil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	42,02	50,00	247,1	-82,0	60,0	0,0	94,6	94,6
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	YPF, S.A.		Refino y comercial. de pdtos. petrolíferos	I.P.	42,02	50,00	70,0	33,6	20,6	0,0	52,2	52,2
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	27,86	33,15	10,0	12,0	8,8	0,0	8,6	8,6
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	31,09	37,00	76,4	-41,8	2,1	0,0	11,4	11,4
Poligas Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Envasado, transporte y comercialización de GLP	I.G.	42,43	50,49	-	-	-	-	-	-
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	OPESSA	Ingeniería y construcción	I.G.	84,04	100,00	47,3	-21,3	0,2	0,0	22,0	22,0
AESA Construcciones y Servicios	Brasil	Astra Evangelista, S.A.	YPF, S.A.	Ingeniería y construcción	I.G.	84,04	100,00	1,6	-1,7	10,0	0,0	8,4	8,4
A- Evangelista, S.A. Sucursal	Uruguay				I.G.	84,04	100,00	6,6	-6,6	0,1	0,0	0,1	0,1
Adicor, S.A.	Uruguay	Astra Evangelista, S.A.		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	-	-	-	-	-	-
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	Astra Evangelista, S.A.		Distribución de gas natural	P.E.	14,00	16,66	-	-	-	-	-	-
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	36,02	42,86	65,3	-90,7	-0,4	0,0	-9,3	-9,3
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	YPF, S.A.	Generación y comercialización de energía eléctrica	P.E.	33,55	79,83	109,2	-154,8	-4,8	0,0	-16,9	-16,9
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	37,82	45,00	17,6	51,5	7,7	0,0	29,1	29,1
Repsol YPF Chile, S.A.	Chile	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Admñ. de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100,00	100,00	0,0	13,1	2,0	0,0	15,1	15,1
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.	R. Ex.plorac./Rex. Perú/Rex. Colombia/ R.YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	697,6	-114,0	27,5	0,0	611,1	611,1
YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	48,92	48,92	188,1	319,3	71,7	0,0	283,3	283,3
Transiera S.A.	Bolivia	YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)		Transporte de hidrocarburos	P.E.	21,77	44,50	55,5	29,6	7,2	0,0	20,1	20,1
Maxus Bolivia Inc.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	92,3	125,8	5,5	0,0	223,6	223,6
Repsol YPF E&P de Bolivia, S.A.	Bolivia	Maxus Bolivia Inc.	R. YPF Bolivia, S.A. / Rex. Perú, S.A. / Rex. Colombia, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	105,4	113,4	5,5	0,0	224,4	224,4
AESA Construcciones y Servicios Bolivia	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A. / Astra Evangelista	Transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,0	1,7	-0,2	0,0	1,5	1,5
Repsol Brasil, S.A.	Brasil	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Explotación y comercial. de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.317,4	-529,7	99,5	0,0	887,3	887,3
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	30,9	-32,0	1,1	0,0	0,0	0,0
Alberto Pasqualini REFAP, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Refino y comercialización Ptos. petrolíferos	I.P.	30,00	30,00	358,8	-195,2	379,9	0,0	163,0	163,0
Repsol YPF Importadora de Productos, Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,4	-0,1	-0,1	0,0	0,4	0,4
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Gas Brasil, S.A.	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	49,96	50,00	3,5	9,0	-1,3	0,0	5,6	5,6
Repsol Biocombustibles Tarragona	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos	Distribución de gas	I.P.	99,97	100,00	0,5	0,5	0,5	0,0	0,5	0,5
Repsol Biocombustibles Cartagena	España	Repsol Petróleo, S.A.		Fabricación, distribución y venta de todo tipo de	I.G.	100,00	100,00	0,5	0,5	0,5	0,0	0,5	0,5
Servibar	España	RCPP		Arrendamiento de inmovilizado	I.G.	96,65	100	0,1	0,4	0,4	0,0	0,5	0,5

(1) Otras sociedades del Grupo con participación, inferior a la de la sociedad matriz, en el capital social de la sociedad.

(2) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF.

(3) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra por puesta en equivalencia en el Grupo Repsol YPF.

(4) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E. Puesta en equivalencia

(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

ANEXO Ib - PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.09			01.01.09		
					Método de Consolidación (4)	% Participación Total		Método de Consolidación (4)	% Participación Total	
						de Participación	Control (5)		de Participación	Control (5)
Natural Gaz, S.A.	Marruecos	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	feb-09	-	-	-	P.E.	100,00	100,00
Repsol Canada LNG Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.	Baja por fusión con Repsol Energy Canada Ltd	oct-09	-	-	-	LG	100,00	100,00
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.	Aumento de la participación	jun-09	I.G.	99,85	99,85	LG	99,78	99,78
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento de la participación	feb-09	P.E.	29,00	30,00	P.E.	22,45	22,50
Servibarna, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Adquisición	sep-09	I.G.	100,00	100,00			
Amodaimi Oil company Ltd.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A	Adquisición	mar-09	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploration Norge.	Noruega	Repsol Exploración, S.A	Constitución	sep-09	I.G.	100,00	100,00			
Repsol EAP Canada Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A	Constitución	nov-09	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Liberia, BV.	Holanda	Repsol Exploración, S.A	Constitución	dic-09	I.G.	100,00	100,00			
Arkiss Oil Operation AG. (6)	Libia	Repsol Exploración Marzag, S.A.	Cambio en el método de consolidación	dic-09	P.E.	100,00	100,00	LG	100,00	100,00
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol YPF, S.A	Disminución de la participación	sep-09	I.P.	30,01	30,01	LP	30,85	30,85
ACES Hospital Trías i Pujol, A.I.E.	España	La Energía	Liquidación	ene-09				LP	15,42	50,00
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	abr-09	I.P.	30,01	100,00			
GEM Distribución Gas 1, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	abr-09	I.P.	30,01	100,00			
Edificios singulares OMR, S.A.	España	Montoro 2000, S.A.	Adquisición	abr-09	I.P.	0,15	49,00			
UNION FENOSA (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Adquisición	abr-09	I.P.	28,57	95,20			
Punta de Lens Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Adquisición	may-09	I.P.	15,01	50,00			
Punta de las Olas Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Adquisición	may-09	I.P.	15,01	50,00			
Andaluz de Energía Solar Primera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Adquisición	may-09	I.P.	9,12	30,40			
Andaluz de Energía Solar Tercera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Adquisición	may-09	I.P.	9,00	30,00			
Andaluz de Energía Solar Cuarta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Adquisición	may-09	I.P.	9,12	30,40			
Andaluz de Energía Solar Quinta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Adquisición	may-09	I.P.	9,00	30,00			
Energías Especiales de Andalucía, SL	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Enajenación	may-09	I.P.	12,00	40,00			
GN Wind 6, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	Enajenación	may-09	I.P.	18,01	60,00	LP	30,85	100,00
Distribuidora de Electricidad Norte, S.A. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Adquisición	jun-09	I.P.	28,32	87,70			
Distribuidora de Electricidad Sur, S.A. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Adquisición	jun-09	I.P.	26,71	89,00			
Cedifil Coreed Wired, S.L. (2)	España	Compañía Española de Industrias Electroquímicas SA	Constitución	jun-09	I.P.	29,56	98,48			
Gas Energía Suministro Sur, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	jun-09						
Gas Energía Suministro, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	jun-09						
Gas Energía Servicios Comunes, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	jun-09						
Unión Fenosa Centro de Tesorería, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Liquidación	jun-09						
Energías Especiales de Portugal, U.Ltda.	Portugal	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Constitución	jun-09	I.P.	15,01	50,00			
Empresa de Energía del Pacífico, S.A. (2)	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Adquisición	jul-09	I.P.	19,21	64,00			
Compañía de Electricidad de Talua, S.A. (2)	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Adquisición	jul-09						
Indra Sistemas, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	jul-09						
GEM Suministro SUR 2, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	jul-09	I.P.	30,01	100,00			
GEM Suministro GAS 2, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	jul-09	I.P.	30,01	100,00			
GEM Servicios Comunes 2, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	jul-09	I.P.	30,01	100,00			
Kangra Coal, SA (2)	Sudáfrica	Unión Fenosa South Africa Coal (PTY), LTD	Adquisición	jul-09	I.P.	21,01	70,01			
Albionda Distribución Gas SRL	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Constitución	jul-09	I.P.	18,01	60,00			
Planificación e Inversión Estratégica, S.A	España	Gas Natural SDG, S.A.	Disolución	jul-09						
UNION FENOSA (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Adquisición	sep-09	I.P.	1,44	4,80			
Energías Especiales de Padul, S.L.U	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Constitución	sep-09	I.P.	15,01	50,00			
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Adquisición	oct-09	I.P.	26,50	88,30			
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Adquisición	oct-09	I.P.	26,93	89,75			
Unión Fenosa Colombia, S.A.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	nov-09						
Compañía de Electricidad de Talua, S.A.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09						
Empresa de Energía del Pacífico, S.A.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09						
Gas Energía Suministro Sur, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09						
Gas Energía Suministro, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09						
Gas Energía Servicios Comunes, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09						
Gas Natural Cantabria, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09				LP	27,89	90,40
Gas Natural Murcia, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09				LP	30,82	99,90
Unión Fenosa Emisiones, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Liquidación	dic-09						
Unión Fenosa Univer, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Liquidación	dic-09						
Gasdoti Azienda Siciliana, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	ene-09				LP	27,76	90,00
Aragas, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	ene-09				LP	27,76	90,00
Normanna Gas, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	ene-09				LP	27,76	90,00
Mededgas SPA	Italia	G. N. Internazionale	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	ene-09				LP	30,85	100,00
Gas Natural La Coruña, S.A.	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja por fusión con Gas Natural Galicia SDG, S.A	abr-09				LP	17,40	56,40
Gases de Barracalmeja, S.A.	España	Gas Natural del Oriente	Baja por fusión con Gas Natural del Oriente, S.A ISP	jul-09				LP	9,93	32,20
Unión Fenosa S.A.	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja por fusión con Gas Natural SDG, S.A	may-09				LP		
Unión Fenosa Generación S.A	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja por fusión con Gas Natural SDG, S.A	may-09				LP		
Boreas Eólica, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Baja por fusión con Gas Natural SDG, S.A	nov-09				LP	30,69	99,50
Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	Baja por fusión con Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	nov-09				LP	30,85	100,00
Mevogas SRL	Italia	Italmecc S.R.L.	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	nov-09				LP	30,85	100,00
Congas Servizi Consorzio Gas Acqua Servizi, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	nov-09				LP	27,76	90,00
Italmecc SRL	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	dic-09				LP	30,85	100,00
Pita Construzioni S.p.A.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	dic-09				LP	30,85	100,00
Calgas S.C.A.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	dic-09				LP	30,85	100,00
Unión Fenosa Metz, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja por fusión con Gas Natural Comercial, S.L.	dic-09				LP		
Gas Natural Soluciones, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja por fusión con Gas Natural Servicios, S.L.	dic-09				LP	30,85	100,00

(1) Otras sociedades del Grupo con participación inferior a la de la sociedad matriz, en el capital social de la sociedad.  
(2) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF.  
(3) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra por puesta en equivalencia en el Grupo Repsol YPF.  
(4) Método de consolidación:  
I.G.: Integración global  
I.P.: Integración proporcional  
P.E.: Puesta en equivalencia  
(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.  
(6) Las variaciones en los epígrafes de balance generadas por esta variación se exponen en las líneas "Reclasificaciones y otros" de los movimientos presentados en las distintas líneas.

ANEXO Ib - PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2008

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.08			01.01.08		
					Método de Consolidación <sup>(4)</sup>	% Participación Total		Método de Consolidación <sup>(4)</sup>	% Participación Total	
						Patrimonial	Control (5)		Patrimonial	Control (5)
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Disminución de la participación	feb-08	I.G.	84,04	84,04	I.G.	99,04	99,04
Empresa Petrolera Andina, S.A.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	Disminución de la participación	may-08	I.P.	48,92	48,92	I.G.	50,00	50,00
Oil Enterprise, Ltd. (SPE)	Islas Cayman	YPF, S.A.	Liquidación	may-08	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Repsol YPF Distribuidora, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Enajenación	oct-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Refinaria de Petróleos Manguinhos, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Enajenación	oct-08	-	-	-	I.P.	31,13	31,13
Manguinhos Distribuidora, S.A.	Brasil	Refinaria Petróleos Manguinhos, S.A.	Enajenación	oct-08	-	-	-	I.P.	31,13	100,00
Manguinhos Química, S.A.	Brasil	Refinaria Petróleos Manguinhos, S.A.	Enajenación	oct-08	-	-	-	I.P.	31,13	100,00
Operadora de Postos de Servicios Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Enajenación	may-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
YPF Malaysia, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.	Liquidación	sep-08	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Repsol Bronderslev A/S	Dinamarca	Repsol Química, S.A.	Enajenación	feb-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol Polívar, SPA	Italia	Repsol Bronderslev, A/S	Enajenación	feb-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol Inco AG	Suiza	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Liquidación	may-08	-	-	-	P.E.	40,00	40,00
Repsol YPF Comercial del Ecuador, S.A.	Ecuador	Repsol YPF, S.A.	Enajenación	sep-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Combustibles Industriales Oil Trader, S.A.	Ecuador	Repsol YPF Comercial Ecuador, S.A.	Enajenación	sep-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol YPF Gas de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF GLP de Bolivia S.A.	Enajenación	nov-08	-	-	-	I.G.	51,00	51,00
Servicios Logísticos de Combustibles de A	España	Terminales Canarias, S.L.	Baja por fusión con Servicios Combustibles de Aviación, SL	nov-08	-	-	-	I.P.	48,33	100,00
Repsol YPF Productos y Servicios Petrolife	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Baja por fusión con Servicios Combustibles de Aviación, SL	nov-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Euroboxes, S.A.	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Liquidación	dic-08	-	-	-	P.E.	100,00	100,00
Repsol Advanced Services LTD	Suiza	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-08	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Servicios Logísticos Combustibles de Avia	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Constitución	nov-08	I.P.	50,00	50,00	-	-	-
Biocarburantes Tarragona	España	Repsol Petróleo, S.A.	Constitución	dic-08	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Biocarburantes Cartagena	España	Repsol Petróleo, S.A.	Constitución	dic-08	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Biogas Doña Juana S.A. E.S.P.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	feb-08	I.P.	15,36	49,80	-	-	-
Administración y Servicios ECAP, S.A. de	Mexico	Gas Natural Internacional, Ltd.	Constitución	mar-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Cetraro Distribuzione Gas S.r.l.	Italia	Italmeco S.R.L.	Constitución	abr-08	I.P.	18,51	60,00	-	-	-
O Novo Aquilón, S.L.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Adquisición	jun-08	I.P.	18,51	60,00	-	-	-
Parques Eólicos 2008-2012, S.L	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Adquisición	jun-08	I.P.	16,66	54,00	-	-	-
Oficina de cambios de suministrador S.A.	España	Gas Natural Comercializadora, S.A. <sup>(2)</sup>	Adquisición	jun-08	P.E.	6,17	20,00	-	-	-
Dawn Energy	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG	Adquisición	jun-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Pitta Construzioni S.p.A.	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Adquisición	jul-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Gas Natural Servicios, Ltd.	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP	Constitución	jun-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Gas Natural West Africa, S.L. (2)	España	Gas Natural Exploración, S. L.	Aumento de la participación	feb-08	I.P.	72,34	100,00	I.P.	30,85	100,00
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	España	La Energía, S.A.	Aumento de la participación	jul-08	I.P.	18,50	60,00	I.P.	13,88	45,00
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. <sup>(2)</sup>	España	La Energía, S.A.	Aumento de la participación	jul-08	I.P.	29,00	94,00	I.P.	24,68	80,00
Portal del Instalador, S.A. <sup>(2)</sup>	España	Gas Natural Informática S.A.	Aumento de la participación	jul-08	I.P.	26,22	85,00	I.P.	33,14	75,00
Alberto Pasqualini REFAP, S.A. <sup>(6)</sup>	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Reclasificación a activo no corriente mantenido para la venta	jun-08	-	-	-	I.P.	30,00	30,00
West Siberian Resources LTD <sup>(6)</sup>	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	Reclasificación a activo financiero disponible para la venta	abr-08	-	-	-	P.E.	10,00	10,00

(1) Otras sociedades del Grupo con participación, inferior a la de la sociedad matriz, en el capital social de la sociedad.

(2) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF.

(3) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra por puesta en equivalencia en el Grupo Repsol YPF.

(4) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia

(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

(6) Las variaciones en los epígrafes de balance generadas por esta variación se exponen en las líneas "Reclasificaciones y otros" de los movimientos presentados en las distintas líneas.

**Anexoll: Actividades y operaciones controladas conjuntamente en 2009**

Nombre	Participación (%) (1)	Operador	Actividad
<b>Argelia</b>			
Gassi Chergui	90,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
M'sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Issouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y producción
TFT	30,00%	Grupement TFT	Exploración y producción
<b>Argentina</b>			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Agua Pichana UTE	27,27%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Aguarague UTE	30,00%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central / Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
El Torcillo UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
La Tapera y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobras Energía S.A.	Exploración y Producción
Consortio Ramos	15,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	70,00%	YPF	Exploración y Producción
Consortio Yac La Ventana - Río Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consortio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltd.	Exploración y Producción
<b>Bolivia</b>			
Asociación Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia SA	Ingeniería Planta LGN
Bloque Monteagudo	50,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Alberto	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Servicios de Comprensión de Gas Río Grande	50,00%	Andina, S.A.	Comprensión de Gas
<b>Brasil</b>			
BM-C-33	35,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-E-29	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-55	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-48	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras S.A.	Exploración
ALBACORA LESTE	10,00%	Petrobras S.A.	Producción
<b>Canadá</b>			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG
<b>Colombia</b>			
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
El Ouseo	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Calleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Exploración
<b>Ecuador</b>			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodaimi Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
<b>España</b>			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Boquerón	66,50%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Casablanca	76,46%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo y producción
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Rodaballo	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Chipirón	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Montanazo	92,06%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Siroco A-C	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Canarias 1	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Central Nuclear de Trillo (Grupo I)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarburo	Generación eléctrica
Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	11,29%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarburo	Generación eléctrica
Central Térmica de aceca	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Central Térmica de anillares	66,67%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Sestao Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Exploración y producción
Iberica Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Exploración y Producción
<b>Guinea</b>			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea	Exploración
<b>Irán</b>			
BKH-II	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
MQE-1	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
BKH-3A	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
BKH-4N	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
<b>Kenia</b>			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
<b>Libia</b>			
NC115 EPSA IV	25,20%	Akakus Oil Operations	Producción
NC196 EPSA IV	19,84%	Akakus Oil Operations	Producción
BLOQUES 199-204	60,00%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración
BLOQUES 205-210	35,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
BLOQUE 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración
<b>Marruecos</b>			
Tanger Larache	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
<b>Mauritania</b>			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
<b>Perú</b>			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración y Desarrollo de hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Producción
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú L.L.C. Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
<b>Sierra Leona</b>			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
<b>Trinidad, Tobago</b>			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
<b>Venezuela</b>			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación

**ANEXO II - ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE EN 2008**

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
<b>Argelia</b>			
Gassi Chergui	60,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración
M'sani Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFR	60,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFT	30,00%	GIFT	Exploración y producción
<b>Argentina</b>			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Agua Pichana UTE	27,27%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Aguaragüe UTE	30,00%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central / Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
El Tordillo UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
La Tapera y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobras Argentina S.A.	Exploración y Producción
Consorcio Ramos	15,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	70,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio Yac La Ventana - Rio Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltd.	Exploración y Producción
<b>Bolivia</b>			
Asociación Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia SA	Ingeniería Planta LGN
Bloque Monteagudo	39,78%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caijipendi	38,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque San Alberto	50,00%	Petrobras S.A.	Exploración
Bloque San Antonio	50,00%	Petrobras S.A.	Exploración
Planta de Servicios de Compresión de Gas R	24,46%	Andina S.A.	Compresión de gas
<b>Brasil</b>			
BM-C-33	50,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-29	100,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-30	40,00%	Amerada Hess	Exploración
BM-S-55	75,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-47	50,00%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-48	75,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-51	40,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-43	25,00%	Shell	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-13	40,00%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-3	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-4	30,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-ES-21	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
ALBACORA LESTE	10,00%	Petrobras S.A.	Desarrollo
<b>Canadá</b>			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG
<b>Colombia</b>			
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
El Queso	25,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Órquidea	40,00%	Hocol	Exploración
<b>Ecuador</b>			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
<b>España</b>			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Boquerón	63,39%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Casablanca	71,92%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Gaviota	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Rodaballo	70,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Chipirón	98,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Montanazo	5,26%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Murcia-Sirocco	12,34%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Sestao Knutser	15,43%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Exploración y producción
<b>Guinea</b>			
Bloque C	35,00%	Mobil Ecuatorial Guinea, INC	Exploración
<b>Irán</b>			
BKH-II	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
MOE-1	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
BKH-3A	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
BKH-4N	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
<b>Kenia</b>			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
<b>Libia</b>			
NC115	5,20%	Akakus Oil Operations	Producción
NC186/187/190	3,84%	Akakus Oil Operations	Producción
BLOQUES 199-204	60,00%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración
EPSA3	35,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
BLOQUE 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración
<b>Marruecos</b>			
Tanger Larache	48,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
<b>Mauritania</b>			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
<b>Perú</b>			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Exploración y Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Exploración y Producción
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú L.L.C. Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
<b>Sierra Leona</b>			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
<b>Trinidad, Tobago</b>			
Bloque 5B/BPTT Offshores Trinidad	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
<b>Venezuela</b>			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

**ANEXO III. Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores en Sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF, S.A.**

**D. Antonio Brufau Niubó**

*Cargos:*

Vicepresidente del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.

*Participaciones:*

Gas Natural SDG, S.A.: 74.612 acciones

**D. Luis Fernando del Rivero Asensio**

*Cargos:*

Consejero de Valoriza Gestión, S.A.U.

Presidente de Vallehermoso División Promoción, S.A.U.

**D. Isidro Fainé Casas**

*Participaciones:*

Gas Natural SDG, S.A.: 12 acciones

**D. José Manuel Loureda Mantiñán**

*Cargos:*

Presidente de Valoriza Gestión, S.A.U.

Consejero de Vallehermoso División Promoción, S.A.U.

**D. Juan María Nin Génova**

*Cargos:*

Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

*Participaciones:*

Gas Natural SDG, S.A.: 144 acciones

**D. Henri Philippe Reichstul**

*Cargos:*

Consejero de Ashmore Energy International  
Presidente de Brenco – Companhia Brasileira de Energia Renovável

**D. Luis Suárez de Lezo Mantilla**

*Cargos:*

Consejero de Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH)  
Consejero de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.

*Participaciones:*

Gas Natural SDG, S.A.: 8.765 acciones



# INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO

2009

REPSOL YPF

24 de febrero de 2010

# ÍNDICE

<b>Información económico-financiera</b>	<b>4</b>
Entorno macroeconómico	4
Resultados	7
Situación financiera	9
Factores de riesgo	15
<b>Áreas de negocio</b>	<b>30</b>
<b>Upstream (Exploración y Producción)</b>	<b>31</b>
Resultados	34
Principales actividades por países	35
Descubrimientos	42
Producción	46
Reservas	47
Inversiones	48
<b>Gas Natural Licuado (GNL)</b>	<b>49</b>
Resultados	49
Activos y proyectos	50
Transporte y comercialización de GNL	54
Inversiones	55
<b>Downstream (Refino, Marketing, GLP y Química)</b>	<b>57</b>
Resultados	57
Refino	58
Marketing	63
Gases Licuados del Petróleo (GLP)	65
Química	68
Inversiones	70

<b>YPF</b>	<b>71</b>
Resultados	71
Exploración y producción	73
Refino, logística y marketing	77
Química	80
<b>Gas Natural SDG</b>	<b>82</b>
<b>Áreas corporativas</b>	<b>92</b>
Gestión de personas	92
Innovación y tecnología	102
Medio ambiente	106
Energía sostenible y cambio climático	107
Responsabilidad corporativa	108
Fundación Repsol	110
Fundación YPF	113
Fundación Repsol YPF del Ecuador	114
Comunicación	116
Gestión de marca e identidad corporativa	120
Patrocinio deportivo	123
<b>Nueva sede de Repsol</b>	<b>125</b>
<b>Contenido adicional del Informe de Gestión</b>	<b>127</b>

# INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA

## ENTORNO MACROECONÓMICO

Hace más de dos años que comenzó la crisis económica y financiera más grave desde la Segunda Guerra Mundial. El Fondo Monetario Internacional (FMI) estima que en 2009 el Producto Interior Bruto (PIB) mundial se contrajo un 0,8%. A raíz de la quiebra, en septiembre de 2008, del banco de inversiones Lehman Brothers –la mayor en la historia de Estados Unidos–, la crisis se extendió internacionalmente a lo largo del último trimestre de 2008 y en el primer semestre de 2009. La desconfianza dentro del sistema financiero provocó la parálisis en los mercados financieros, la falta de liquidez y la sequía del crédito. La crisis financiera se tradujo en el hundimiento del comercio internacional, de la producción industrial y del consumo, así como en el aumento del desempleo y del ahorro. La decidida y rápida respuesta de los bancos centrales y de los gobiernos de las principales economías evitó el colapso sistémico y contuvo los riesgos, facilitando liquidez a los mercados, inyectando capital en las entidades bancarias y paliando el severo desplome del crédito y la demanda. Adicionalmente, el comienzo de un cambio en el ciclo de inventarios y la recuperación del consumo americano apoyaron una mejoría de la economía real a partir de la segunda mitad del año.

La intensidad y duración de la crisis, y el inicio de la recuperación han sido desiguales según las regiones. Por lo general, las economías avanzadas comenzaron a contraerse en el cuarto trimestre de 2008 y, con especial intensidad, en el primer semestre de 2009 (cerca de un 4,5%). Los estímulos fiscales y monetarios empezaron a dejarse sentir en el tercer trimestre de 2009, lo que, junto a una recuperación del comercio internacional, frenó el ritmo de caída del crecimiento. Dentro de las economías avanzadas, cabe destacar un menor deterioro de la economía en Estados Unidos que en la zona euro. Según el FMI, se prevé que el PIB estadounidense se contraiga un 2,5% en 2009, frente al 3,9% de la zona euro.

La mayoría de las economías emergentes, especialmente aquellas más dependientes de su sector exportador, entraron en recesión en el primer trimestre de 2009. China, Filipinas, India e Indonesia redujeron su tasa de crecimiento, pero evitaron la recesión gracias a una robusta demanda interna y a fuertes inversiones públicas. Las previsiones del FMI indican que Asia, con China e India a la cabeza, ha crecido un 6,5% en 2009.

Una característica importante del contexto macroeconómico en 2009 fue la ausencia de presiones inflacionistas, debido a la debilidad de la actividad y a la general contención del crédito bancario, lo que permitió a los bancos centrales mantener los tipos de interés a corto plazo en niveles históricamente bajos. En las economías avanzadas la inflación media en 2009 se situó en el 0,1%, mientras que en las economías emergentes alcanzó el 5,2%.

### **Contracción de la demanda mundial**

El comportamiento del mercado del petróleo durante 2009 se caracterizó por una mayor influencia de los factores financieros que de la coyuntura particular de sus fundamentos. La contracción de la demanda mundial, por segundo año consecutivo, como consecuencia de la recesión global, fue superior al ajuste de la oferta que efectuó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en un esfuerzo por equilibrar el mercado. Este desequilibrio llevó a una acumulación de inventarios totales, que alcanzó máximos históricos a lo largo del año. En este contexto de sobreoferta y con un escenario geopolítico sin mayores crispaciones durante 2009, los precios no tuvieron la base fundamental para aumentar al ritmo al que lo hicieron en 2008. No obstante, entre enero y diciembre de 2009, el precio pasó de los 40 a los 70 dólares por barril, cerrando con una media anual de 62,1 dólares en el caso del crudo de referencia americano (West Texas Intermediate) y de 61,7 dólares en el de referencia europeo (Brent). En este sentido, es bastante evidente que los precios respondieron en mayor medida a factores financieros. De hecho, todas las variables financieras aumentaron significativamente su correlación en 2009, especialmente entre la bolsa, el dólar y el precio del petróleo.

A corto plazo, el afianzamiento de la recuperación económica en las economías avanzadas necesita como condición previa el saneamiento y la recapitalización de los bancos, y en las economías emergentes, la prevención de burbujas en los precios de algunos activos. Los planes públicos de rescate y de estímulo económico están siendo vitales como sostén de la actividad económica, mientras, fundamentalmente en las economías avanzadas, el sector privado lleva a cabo un proceso de desapalancamiento y saneamiento de sus balances.

No obstante, estas medidas sólo pueden ser de carácter temporal, hasta que se recupere la demanda privada y ésta pase a sustituir a la pública. Los programas de estímulo gubernamental han supuesto un extraordinario aumento de los déficits públicos, lo que obligará a los estados a realizar importantes ajustes para garantizar la sostenibilidad de las cuentas públicas. Las autoridades de las economías que conforman el G-20 se han comprometido a coordinar la retirada de estas medidas para no generar nuevos desequilibrios.

### **Un año difícil**

En Estados Unidos, el PIB se prevé que descienda un 2,5% en 2009 respecto al modesto crecimiento del 0,4% observado en 2008. El saneamiento de los bancos aún está por completarse, lo que mantiene congelado el crédito a empresas y consumidores.

Al igual que para el resto de las economías avanzadas, el año 2009 fue nefasto para la zona euro; de hecho, el peor desde su constitución. El FMI estima que el PIB de la zona euro descendió un 3,9% en 2009, tras haber crecido de promedio un 2,1% en la última década. No obstante, la primera mitad de 2009 fue mucho peor que la segunda, como consecuencia del impacto positivo en el segundo semestre de 2009 de las medidas extraordinarias de política monetaria y fiscal, del cambio de ciclo en los inventarios y del dinamismo del comercio internacional, a raíz de la favorable evolución de las economías emergentes.

España, al igual que sus socios comunitarios, se ha enfrentado a la peor crisis de su historia reciente. Según el Instituto Nacional de Estadística (INE), el PIB en España descendió un 3,6% en 2009, tras haber registrado un crecimiento medio del 3,5% en la última década. No obstante, el caso español presenta un comportamiento diferenciado, dado que ha desaparecido el principal motor de actividad de los últimos años, el sector de la construcción, muy intensivo en mano de obra. Por este motivo, la crisis económica ha impactado dramáticamente en la evolución del empleo en este país.

Latinoamérica, a grandes rasgos, ha afrontado la crisis financiera en mejores condiciones macroeconómicas que en episodios similares anteriores. En esta ocasión no ha sido el epicentro de la crisis y ha dispuesto de saldos positivos fiscales y comerciales formados durante los años de auge, lo que ha permitido amortiguar los efectos de los shocks externos. No obstante, la contracción económica que sufrió la región en la primera mitad de 2009 provocó que finalizase el año con una caída del PIB del 2,3%, si bien algunos países, como Bolivia, Brasil, Chile y Perú, evolucionaron mucho más favorablemente.

## **RESULTADOS**

El resultado neto de Repsol YPF en el ejercicio de 2009 se situó en 1.559 millones de euros, un 39% inferior a los 2.555 millones de euros de 2008<sup>(1)</sup>. El resultado de explotación fue de 3.244 millones de euros, frente a los 5.020 millones, lo que supone un descenso del 35,4%. El EBITDA se cifró en 6.749 millones de euros, un 17% menos que en 2008. En lo que respecta al beneficio por acción, éste fue de 1,29 euros.

El resultado de explotación del área de Upstream (Exploración y Producción) descendió un 65%, pasando de los 2.258 millones de euros de 2008 a 781

---

(1) Para facilitar la comparación con los datos de 2009, los datos correspondientes a 2008 que se mencionan en este informe incluyen las modificaciones que, como consecuencia del cambio de clasificación contable de la participación del Grupo en Alberto Pasqualini Refap, S.A., han sido necesarias con respecto a los incluidos en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio de 2008 (ver nota 3 de las Cuentas Anuales Consolidadas).

millones a 31 de diciembre de 2009. Este descenso se debe principalmente a los menores precios internacionales del crudo y el gas.

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL), que en 2008 generó un resultado de explotación de 125 millones de euros, registró un resultado negativo de 61 millones en 2009. Este descenso, entre otros factores, se explica por la caída de los precios del pool eléctrico español, de los precios internacionales del gas y por los menores márgenes y volúmenes en la comercialización de GNL, circunstancias que afectaron al sector en su conjunto durante el ejercicio, así como por las pérdidas derivadas de resoluciones arbitrales como la emitida en el asunto Gassi Touil.

El resultado de explotación del área de Downstream (Refino, Marketing, Gases Licuados del Petróleo, Trading y Química) se situó en 1.022 millones de euros, frente a los 1.048 millones del ejercicio anterior (-2,5%). El resultado de explotación, descontando el impacto contable de la valoración de los inventarios, se cifró en 655 millones de euros, un 57,6% inferior a los 1.543 millones obtenidos en 2008, principalmente por la fuerte caída del margen de refino, que sólo pudo ser compensada parcialmente por el mayor resultado del negocio de Marketing.

En cuanto a las sociedades participadas, YPF cerró 2009 con un resultado de explotación de 1.021 millones de euros, lo que supone un descenso del 12%. La disminución muestra que el incremento de los precios de los líquidos en moneda local no ha podido compensar los menores ingresos procedentes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno, su precio está relacionado con la cotización internacional, los efectos de menores ingresos derivados de exportaciones, así como los menores ingresos como consecuencia de un menor precio del gas. Sin embargo, el impacto de la reducción de los ingresos se vio minimizado por la aportación de Petróleo Plus y por el ahorro de costes.

El 30% de Repsol en Gas Natural SDG generó un resultado de explotación de 748 millones de euros, un 35% superior al obtenido en el ejercicio anterior, que



se debe sobre todo a la incorporación del 100% de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009.

## RESULTADOS DE REPSOL YPF (En millones de euros)

	<b>2009</b>	<b>2008</b>
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>3.244</b>	<b>5.020</b>
Upstream	781	2.258
GNL	-61	125
Downstream	1.022	1.048
YPF	1.021	1.159
Gas Natural SDG	748	555
Corporación y otros	(267)	(125)
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(468)</b>	<b>(544)</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS</b>	<b>2.776</b>	<b>4.476</b>
Impuesto sobre beneficios	(1.130)	(1.861)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	86	66
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	12	-
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>	<b>1.744</b>	<b>2.681</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(185)	(126)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>	<b>1.559</b>	<b>2.555</b>

Las cargas financieras de Repsol YPF en 2009 se cifraron en 468 millones de euros, mientras que el Impuesto sobre Sociedades devengado ascendió a 1.130 millones de euros, lo que situó el tipo impositivo efectivo en el 40,7%. En 2008, el tipo se situó en el 41,6%.

## SITUACIÓN FINANCIERA

Al cierre de 2009, Repsol YPF mantenía una posición financiera saneada a pesar del adverso entorno macroeconómico del ejercicio. La deuda financiera neta del grupo ex Gas Natural SDG se situó en 4.905 millones de euros, frente a los 2.030 millones del ejercicio anterior. Gran parte de este aumento se explica por el desembolso realizado para atender a la ampliación de capital de Gas Natural SDG (sin efecto en el importe de la deuda neta del grupo consolidado) por importe de 1.080 millones de euros. Adicionalmente, en

diciembre de 2009, Repsol YPF, S.A. anticipó el pago del dividendo a cuenta del ejercicio de 2009, lo que supone un hecho excepcional en este ejercicio.

La deuda financiera neta del grupo consolidado al cierre de 2009 se situó en 10.928 millones de euros, lo que representa un incremento de 7.447 millones respecto a la deuda neta a 31 de diciembre de 2008, que fue de 3.481 millones de euros. Este incremento de deuda neta se explica principalmente por el impacto que ha tenido la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural SDG, tanto por la inversión realizada como por la consolidación de la propia deuda neta de Unión Fenosa.

En 2009 se continuó implementando el Plan Estratégico 2008-2012. La compañía invirtió 8.964 millones de euros<sup>(2)</sup> durante el ejercicio, de los cuales 4.354 correspondieron a la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural SDG. Las principales inversiones se destinaron a los proyectos de ampliación de la capacidad y mejora en la conversión de las instalaciones de refino en España (Cartagena y Bilbao); en la puesta en marcha de la planta de regasificación Canaport LNG; en el inicio de la producción en el campo Shenzi, en el Golfo de México –estos dos últimos se encuentran entre las diez iniciativas clave del Plan Estratégico–; a la planta de licuefacción Perú LNG; y a la actividad exploratoria, en un ejercicio histórico en el que se anunciaron 15 descubrimientos, muchos de ellos en áreas prioritarias para el crecimiento de la compañía, como las aguas profundas del Golfo de México y de Brasil, así como el norte de África.

Durante el ejercicio, las desinversiones ascendieron a 1.037 millones de euros<sup>(3)</sup>. De esta cifra, cabe destacar el cobro del último importe de la venta de la Torre Repsol a Caja Madrid por valor de 245 millones de euros. Las relevantes desinversiones llevadas a cabo por Gas Natural SDG permitieron reducir parcialmente la deuda generada por la adquisición de Unión Fenosa.

---

(2) Esta cifra no incluye inversiones financieras del ejercicio de 2009 por importe de 39 millones de euros.

(3) Esta cifra no incluye desinversiones financieras en el ejercicio de 2009 por importe de 56 millones de euros.

Los dividendos abonados por Repsol a sus accionistas en 2009 ascendieron a 1.997 millones de euros<sup>(4)</sup>, los cuales incluyen los abonados a socios minoritarios de otras sociedades pertenecientes al Grupo. Cabe destacar que, debido al adelanto en el pago por parte de Repsol YPF, S.A. del dividendo a cuenta de 2009 a diciembre de este ejercicio, excepcionalmente se realizaron tres pagos de dividendos durante 2009 (habiéndose declarado 1,05 euros por acción correspondientes al ejercicio de 2008 y 0,425 euros por acción como dividendo a cuenta de 2009).

Respecto a operaciones sobre acciones propias, la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 14 de mayo de 2009, autorizó al Consejo de Administración "la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 5% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa".

La autorización tiene una duración de 18 meses, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2008.

En 2009, Repsol YPF enajenó un total de 12.229.428 acciones propias, representativas del 1,001% del capital social de la compañía, con un valor nominal de 12,22 millones de euros y por un importe efectivo bruto de 230,47 millones de euros. A 31 de diciembre de 2009, ni Repsol YPF, S.A. ni cualquiera de sus sociedades filiales mantienen acciones de la sociedad dominante.

---

(4) El importe del dividendo del ejercicio de 2008 de Repsol YPF, S.A. (1.282 millones de euros) y el declarado a cuenta del ejercicio de 2009 (519 millones de euros) junto con lo pagado a minoritarios (208 millones de euros) totalizan 2.009 millones de euros. La diferencia entre este importe y la cifra que se refleja como dividendo pagado (1.997 millones de euros) se explica por el dividendo correspondiente a las acciones de la sociedad dominante poseídas a la fecha de pago del dividendo del ejercicio de 2008 (12 millones de euros). El importe de las retenciones sobre el dividendo a cuenta del ejercicio de 2009 ha sido ingresado en el mes de enero de 2010 (62 millones de euros).

## **Plan de ahorro**

Como respuesta a las dificultades del entorno económico, Repsol aplicó en 2009 un ambicioso plan de reducción de costes que aportó un ahorro total de 1.575 millones de euros, sin incluir los de Gas Natural SDG. Por un lado, los gastos gestionables de 2009 se redujeron frente a los de 2008 en 836 millones de euros, medidos en términos homogéneos. Por otro lado, este mismo plan permitió una reducción de 739 millones de euros respecto a las inversiones presupuestadas para el ejercicio 2009.

## **Prudencia financiera**

Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, un volumen significativo de inversiones financieras, incluidas en los epígrafes de la nota 13 de las Cuentas Anuales Consolidadas como “Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados”, “Préstamos y partidas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento” por importe de 3.971 millones de euros<sup>(5)</sup>, de los cuales 3.780 millones corresponden a Repsol, sin incluir Gas Natural SDG. Asimismo, el grupo tiene contratadas líneas de crédito comprometidas no dispuestas por importe de 3.860 millones de euros (ex Gas Natural SDG) al cierre de 2009, frente a los 3.496 millones (ex Gas Natural SDG) del cierre de 2008. Para el total del grupo consolidado, el importe de líneas de crédito comprometidas no dispuestas era de 4.680 y 3.916 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

Por este motivo, la deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado para el grupo consolidado ex Gas Natural SDG al cierre de 2009 se situó en el 16,7%, frente al 7,7% del ejercicio

---

(5) Esta cifra no incluye un importe de 381 millones de euros que corresponden a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural SDG y que está contabilizado en las líneas de inversiones financieras.

anterior. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 28,8%, frente al 21% del cierre de 2008.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado del grupo consolidado al cierre de 2009 se cifró en el 30,3%, frente al 12,4% a 31 de diciembre de 2008. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 40,7%, frente al 25% de 2008.

A continuación se detalla la evolución de la deuda neta durante 2009:

(Cifras en millones de euros)

<b>EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA</b> (millones de euros)	<b>Ene-dic 09</b>
<b>DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>3.481</b>
EBITDA	(6.749)
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	590
INVERSIONES (1)	8.964
DESINVERSIONES (1)	(1.037)
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	1.935
EFFECTOS TIPO DE CAMBIO	125
IMPUESTOS PAGADOS	1.168
INCORPORACIÓN DEUDA UNIÓN FENOSA	1.809
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	642
<b>DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>10.928</b>

(1) En el ejercicio de 2009 se realizaron inversiones de carácter financiero por importe de 39 millones de euros, lo que supone una cifra de inversiones totales de la compañía de 9.003 millones de euros. Igualmente, se produjeron desinversiones de carácter financiero por importe de 56 millones de euros, siendo la cifra total de desinversiones de 1.093 millones de euros.

## **Resultado financiero**

El resultado financiero neto acumulado del grupo consolidado al cierre de 2009 fue negativo en 468 millones de euros, frente a los 544 millones negativos del ejercicio anterior. Conviene destacar los siguientes aspectos:

- Intereses netos: en 2009 se registró un mayor gasto financiero por importe de 182 millones de euros debido principalmente al incremento significativo en los saldos medios de la deuda de Gas Natural SDG, en el marco de la adquisición

de Unión Fenosa y por la incorporación de la propia deuda de esta compañía eléctrica. En cuanto al grupo ex Gas Natural SDG, hay que resaltar la emisión en marzo de 2009 de un bono nominal de vencimiento en 2014 de 1.000 millones de euros. Estos efectos fueron mitigados parcialmente por la reducción de tipos de interés respecto al ejercicio anterior.

- Resultado de posiciones:

- Tipo de interés: si bien en 2008 la exposición ante caídas en la curva dólar contribuyeron a la generación de pérdidas por 55 millones de euros, en 2009 el resultado positivo por tipo de interés (+34 millones de euros) se explica por las subidas de la curva dólar (medio plazo) y la caída de la curva euro (todos los plazos), principalmente en el segundo trimestre del año.

- Tipo de cambio: en 2008, el resultado por posiciones de tipo de cambio (+86 millones de euros) se debió principalmente a la exposición del resultado financiero al dólar como consecuencia de una gestión activa de protección de los flujos operativos de caja en dólares que se realizó en el año.

En 2009, el resultado positivo generado (306 millones de euros) es consecuencia de la gestión activa de las coberturas en el mercado de divisas y se explica por la exposición mantenida frente al dólar y al ARS. Su devaluación frente al euro redujo el valor de los pasivos denominados en estas monedas. Por otro lado, la devaluación del dólar frente al BRL rebajó el valor de los pasivos denominados en dólares.

- Actualización de provisiones: en 2009 se contabilizó un mayor gasto financiero por importe de 42 millones de euros. Destacó el incremento del gasto en la sociedad bpTT (25 millones) por regularización en concepto de intereses de demora vinculados a contingencias fiscales.

- Intereses intercalarios: se registró un mayor ingreso financiero por importe de 55 millones de euros, sobre todo por el aumento del volumen de deuda asignado a las inversiones de activos en curso.

- Otros gastos financieros: también se contabilizó un mayor gasto financiero por importe de 64 millones de euros que se explica por la incorporación en 2009 del gasto por el leasing financiero para el transporte por gasoducto del gas natural comercializado en Estados Unidos y Canadá (93 millones de euros); y por el resultado positivo en Gas Natural SDG por la venta de la participación en Enagás en junio de 2009.

<b>RESULTADO FINANCIERO</b> (millones de euros)	<b>Enero-dic 08</b>	<b>Enero-dic 09</b>	<b>% Variación 09/08</b>
INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-428	-610	42,76
RESULTADO DE POSICIONES	31	340	996,77
Tipo de interés	-55	34	
Tipo de cambio	86	306	255,81
ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-144	-186	29,17
INTERCALARIOS	67	122	82,09
OTROS GASTOS FINANCIEROS	-70	-134	91,43
<b>TOTAL</b>	<b>-544</b>	<b>-468</b>	<b>-13,97</b>

## **FACTORES DE RIESGO**

Los ingresos y las operaciones de Repsol YPF son objeto de riesgos procedentes de los cambios que experimentan las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, normativas, sociales, industriales, financieras y de negocio.

Asimismo, futuros factores de riesgo, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes por Repsol YPF en el momento actual, podrían también afectar al negocio, a los resultados o a la situación financiera de Repsol YPF.

## **FACTORES DE RIESGO RELATIVOS A LAS OPERACIONES**

**Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF.** En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado enormes variaciones, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol YPF. Los acontecimientos políticos (especialmente en Oriente Medio), la evolución de las reservas de petróleo y derivados, los efectos circunstanciales tanto del cambio climático como de los fenómenos meteorológicos, tales como tormentas y huracanes, que sacuden sobre todo el Golfo de México, el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, tales como China e India, así como conflictos importantes como el de Irak, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo, junto con el riesgo de que la oferta de crudo se convierta en arma política, pueden afectar especialmente al mercado y a la cotización internacional del petróleo. En 2009, la cotización media del precio del crudo West Texas Intermediate (el WTI) ascendió a 62,1 dólares por barril, frente a una media de 51,20 dólares por barril registrada durante el período 2000-2009, con un precio medio anual máximo de 99,75 dólares por barril en 2008 y un precio medio anual mínimo de 25,96 dólares en 2001.

Tanto el precio del crudo de referencia internacional como la demanda pueden sufrir también fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos. La actual debilidad de la demanda continúa influyendo a la baja sobre el precio de las materias primas. En 2008, los precios del crudo disminuyeron en torno a un 70% tras alcanzar el máximo de 145 dólares por barril (WTI) en julio de 2008, reflejando así una importante ralentización de la economía global, pese a la decisión de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de



reducir la producción. En 2009, el rango de cotizaciones para el crudo (WTI) se situó aproximadamente entre 35 y 80 dólares por barril.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol YPF, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones en esta área podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol YPF de reponer sus reservas de crudo.

**Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado.** El precio del gas natural suele diferir entre los países en los que opera Repsol YPF, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol YPF ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Con el fin de abastecer a sus clientes en España y en otros mercados, Gas Natural SDG, en la que Repsol YPF posee una participación del 30%, ha celebrado contratos a largo plazo para la compra de gas natural de Argelia y Noruega, además de los de gas natural licuado (GNL) de Nigeria, Libia, Trinidad y Tobago y Qatar. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por parte de las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro por parte de cualquiera de las fuentes, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol YPF dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Venezuela y España, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en Argentina, Bolivia, Venezuela y Trinidad y Tobago. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol YPF no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

**Presencia significativa en Argentina.** A 31 de diciembre de 2009 y de 2008, aproximadamente el 20% y el 25%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, tratándose fundamentalmente de actividades de exploración y producción. Asimismo, del resultado operativo, en torno al 33% a 31 de diciembre de 2009 y al 21% un año antes procedía de las actividades acometidas en dicho país.

Desde la última crisis sufrida en los años 2001 y 2002, la economía argentina ha crecido a un ritmo rápido, con un aumento del PIB, en términos reales, del 8,7% en 2003, 9,0% en 2004, 9,2% en 2005, 8,5% en 2006, 8,7% en 2007 y del 6,8% en 2008 (se estima que el dato de 2009 se publique en marzo de 2010). No obstante, no puede garantizarse que tales índices de crecimiento vayan a mantenerse en el futuro, ni que la economía no vaya a contraerse dada la volatilidad de los mercados. La economía argentina sigue siendo sensible a, entre otros, el abaratamiento del precio de las materias primas, la limitación de la financiación e inversión internacionales en infraestructuras y el incremento de la inflación. De hecho, la inflación sostenida en este país podría incrementar los costes operativos de Repsol YPF, en concreto, los costes laborales, lo que, si no fuera acompañado de un encarecimiento correlativo del precio de sus productos, podría afectar negativamente al resultado de sus operaciones y a su situación financiera. Por otra parte, Argentina ha reestructurado una parte sustancial de su deuda, además de amortizar íntegramente la deuda contraída con el FMI. El país pretende, asimismo, liquidar la parte no reestructurada de su deuda exterior, así como las demandas interpuestas ante tribunales internacionales por empresas extranjeras durante la crisis.

Los principales riesgos económicos a los que Repsol YPF se enfrenta como consecuencia de sus operaciones en dicho país son los siguientes:

- limitaciones a su capacidad de trasladar los incrementos en los precios internacionales del crudo y de otros combustibles, y de las fluctuaciones del tipo de cambio a los precios locales, así como de aumentar los precios locales del gas natural (en concreto en el caso de los clientes residenciales), de la gasolina y del diesel en consonancia con el incremento en los costes de producción y del incremento de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna, con la consiguiente afectación de los compromisos previamente asumidos por la sociedad con sus clientes.
- la importación de determinados combustibles derivados de hidrocarburos a precios internacionales para satisfacer la demanda local a precios inferiores;
- incremento de los impuestos a las ventas locales de combustible no compensados por incrementos en los precios;
- la necesidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017;
- interrupciones y huelgas sindicales;
- posibles conflictos entre la normativa o los impuestos establecidos o gestionados por las provincias y los establecidos por leyes federales; y
- una mayor devaluación del peso frente a otras divisas que podría afectar de manera adversa a la situación financiera y a los resultados de las operaciones de las empresas argentinas.

En los últimos años se han incrementado e impuesto nuevos gravámenes a las exportaciones. En relación a los gravámenes a la exportación de crudo y otros productos derivados, la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía y Producción argentino, publicada el 16 de noviembre de 2007, dispone que cuando el precio internacional del WTI exceda el precio de referencia, que se fija en 60,9 dólares por barril, el productor podrá cobrar 42 dólares por barril, quedando el resto retenido por el Gobierno argentino en concepto de impuesto a la exportación. Si el precio internacional del WTI fuera inferior al de referencia, pero superior a 45 dólares por barril, se aplicará una retención del 45%. Si dicho precio está por debajo de los 45 dólares por barril, el gobierno fijará el impuesto a la exportación correspondiente en un plazo de 90 días hábiles. El porcentaje de retención determinado con arreglo a lo anterior se aplica también en la actualidad al diesel, a la gasolina y a otros productos derivados del petróleo. Asimismo, el procedimiento de cálculo arriba descrito se aplica también a otros productos petrolíferos y lubricantes en función de los distintos tipos de retención, precios de referencia y precios permitidos a los productores.

En cuanto a los productos de gas natural, la Resolución n° 127/2008 del Ministerio de Economía y Producción argentino dispuso incrementos en los gravámenes a la exportación de gas natural, elevando el tipo del 45% al 100%, tomando como base de tasación para su cálculo el precio más alto establecido en los contratos de importación de gas natural por parte de cualquier importador del país. Respecto a los productos de GLP (incluidos propano, butano y mezclas de los mismos), dicha resolución preveía que, en caso de que el precio internacional del producto oportuno, según informe diariamente la Secretaría de Energía argentina, se mantenga por debajo del valor de referencia que establece dicha Resolución para cada producto (338 dólares/m<sup>3</sup> en el caso del propano; 393 dólares/m<sup>3</sup> del butano; y 363 dólares/m<sup>3</sup> de la mezcla de ambos), el tipo aplicable será del 45%. Si el precio internacional superase el valor de referencia, el productor podría cobrar el importe máximo permitido por la Resolución en relación con el producto en cuestión (223 dólares/m<sup>3</sup> en el caso del propano; 271 dólares/m<sup>3</sup> del butano, y 250 dólares/m<sup>3</sup>

de la mezcla de ambos), siendo retenida la diferencia por el Gobierno argentino en concepto de impuesto a la exportación.

Como resultado de los incrementos de los impuestos a la exportación mencionados anteriormente, YPF podría verse, y en determinadas ocasiones se ha visto, obligada a renegociar sus contratos de exportación, pese a la autorización previa de estos contratos por parte del Gobierno argentino. La imposición de estas retenciones a la exportación ha afectado de forma adversa el resultado de las operaciones de YPF.

YPF se ha visto obligada a comercializar una parte de su producción de gas natural originariamente destinada a la exportación en el mercado local, por lo que ha sido incapaz de cumplir en determinados casos sus compromisos contractuales de exportación, tanto total como parcialmente, con las consiguientes desavenencias con sus clientes afectados, forzando a la empresa a declarar causa de fuerza mayor a tenor de sus contratos de exportación. Repsol YPF considera que dichas acciones constituyen supuestos de fuerza mayor que relevan a YPF de cualquier responsabilidad contingente por el incumplimiento de sus obligaciones contractuales.

Las exportaciones de petróleo, así como la exportación de la mayor parte de los productos hidrocarbúricos precisan en la actualidad la autorización previa de la Secretaría de Energía (a tenor del régimen establecido con arreglo a la Resolución S.E. N° 1679/04 y sus modificaciones y complementos). Aquellas empresas petroleras que tengan intención de exportar petróleo crudo o GLP deben demostrar primero que la demanda local de dicho producto ha sido satisfecha o que ya se ha ofrecido y rechazado la venta del producto a los compradores locales, mientras que, por su parte, las refinerías que deseen exportar diesel deben demostrar también primero que la demanda local ha sido debidamente satisfecha. Como, en la actualidad, la producción local de diesel no satisface las necesidades de consumo local en Argentina, YPF no puede vender su producción en el mercado de exportaciones desde 2005.

Repsol YPF no puede predecir durante cuánto tiempo seguirán vigentes estas medidas o si éstas u otras podrían afectar de manera adversa y significativa a las exportaciones de gas, crudo y diesel u otros productos y, por tanto, al resultado de sus operaciones.

**Riesgos operativos inherentes al sector del gas y del petróleo y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas.** Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol YPF. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol YPF pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos. De materializarse dichos riesgos, el Grupo podría sufrir pérdidas sustanciales y la interrupción de sus operaciones. Además, estas actividades están sujetas a determinadas obligaciones de pago de impuestos y regalías, que, por norma general, son bastante elevados si se compara con los impuestos de otros negocios.

Por otra parte, Repsol YPF depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol YPF de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, las autoridades gubernamentales de los países donde se hallan los bloques de producción suelen subastarlos y que Repsol YPF hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las

ofertas para la adjudicación de dichos bloques, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol YPF no logre los bloques de producción deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol YPF no adquiere ni descubre y, posteriormente, desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable, su negocio, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectadas.

**Regulación de las actividades de Repsol YPF.** La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales concretas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio sobre el desarrollo y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol YPF en España y en el extranjero.

Además, las condiciones contractuales a las cuales están sujetos los intereses petrolíferos y gasíferos de Repsol YPF reflejan, por norma general, las negociaciones con las autoridades gubernamentales y difieren sustancialmente entre países o incluso de un ámbito a otro dentro de un mismo país. Estos acuerdos se materializan normalmente en licencias o en acuerdos de producción compartida. En virtud de los acuerdos de licencia, el poseedor de ésta financia y corre con los riesgos de las actividades de exploración y producción a cambio de la producción resultante, si la hubiere. Además, es posible que parte de la producción tenga que venderse al estado o a la empresa petrolera estatal. Por norma general, los titulares de licencias están sujetos al pago de regalías e impuesto de sociedades. Sin embargo, los acuerdos de producción compartida suelen requerir que el contratista financie las actividades de exploración y producción a cambio de recuperar sus costes a

través de una parte de la producción (cost oil), mientras que el remanente de la producción (profit oil) se reparte con la empresa petrolera estatal.

Repsol YPF está presente en numerosos países de todo el mundo, incluido Irán. Legislación estadounidense como la Ley de Sanciones contra Irán de 1996 (Iran Sanctions Act of 1996), modificada y ampliada por la Ley de ampliación de la LSIL de 2001 (ILSA Extension Act of 2001) y por la Ley de apoyo a la libertad en Irán de 2006 (Iran Freedom Support Act of 2006, la denominada Ley de Sanciones), podría llegar a afectar a las operaciones de Repsol YPF en Irán. Estas leyes contemplan la posibilidad de sanciones incluso a sociedades no estadounidenses que realicen determinadas inversiones en Irán. Por otro lado, el sometimiento a la Ley de Sanciones por parte de sociedades de países comunitarios está vedado por el Reglamento del Consejo 2271/96.

Repsol YPF no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas por parte del gobierno de Estados Unidos en lo que respecta a esta legislación, incluida la Ley de Sanciones.

Además, Ecuador y Bolivia están adoptando nuevas normativas en materia de hidrocarburos como resultado de la implantación de sus nuevas constituciones. La dirección de Repsol YPF no puede predecir las consecuencias que se derivarán de las modificaciones de la normativa en materia de hidrocarburos para sus operaciones en estos países ni tampoco si dichos países adoptarán nuevas medidas.

**Sujeción de Repsol YPF a reglamentos y riesgos medioambientales exhaustivos.** Repsol YPF está sujeta a un gran número de normativas y reglamentos medioambientales prácticamente en todos los países donde opera y que regulan, entre otras cuestiones relativas a las operaciones del Grupo, las normas de calidad medioambiental de sus productos, las emisiones al aire y el cambio climático, los vertidos al agua, la remediación del suelo y la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, así como la



generación, el almacenamiento, el transporte, el tratamiento y la eliminación final de los residuos. Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto significativo en el negocio de Repsol YPF, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

**Localización de las reservas.** Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol YPF se hallan en países fuera de la Unión Europea y de Estados Unidos, algunos de los cuales presentan inestabilidades políticas o económicas. A 31 de diciembre de 2009, el 89,5% de las reservas probadas netas de Repsol YPF de hidrocarburos estaban en Latinoamérica; un 6,9%, en el norte de África; y un 3,3%, en el Golfo de México.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, incluidos el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar cambios en el entorno empresarial. Por su parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por tales acontecimientos.

**Estimaciones de reservas de petróleo y gas.** Las reservas probadas de petróleo y gas de Repsol YPF se calculan con arreglo a las pautas establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC). Las reservas probadas se estiman en función de datos geológicos y de ingeniería que permiten determinar con una certeza razonable si el crudo o el gas natural localizados en los yacimientos conocidos se pueden recuperar en las actuales condiciones económicas y operativas.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, entre los que destacan los siguientes:

- los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja;
- la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración;
- el comportamiento de la producción de los yacimientos;
- sucesos tales como adquisiciones y ventas, nuevos hallazgos y ampliaciones de campos existentes, así como la aplicación de técnicas de recuperación mejoradas;
- fluctuaciones en las condiciones económicas y de mercado; y
- si las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales se mantienen iguales a las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones. Las modificaciones de las normas tributarias y otros reglamentos administrativos pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas.

Muchos de los factores, suposiciones y variables que intervienen en la estimación de las reservas probadas escapan al control de Repsol YPF y pueden perder validez con el tiempo.

**Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica.** La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol YPF. Además, el

negocio petroquímico de Repsol YPF está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales.

## **RIESGOS FINANCIEROS**

**Riesgo de liquidez.** Está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol YPF mantiene una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello, viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 4.680 y 3.916 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

**Riesgo de crédito.** La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones por insolvencias por importe de 6.001 y 5.744 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente, y se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por terceros alineados con las mejores prácticas. Ningún cliente representa más de un 4% del importe total de estas cuentas por cobrar, por lo que la exposición se encuentra distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de

seguro de crédito por las cuales transfiere a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

A 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 2.533 millones de euros. No obstante, esta cifra se vería incrementada en 359 millones de euros si se contemplan los importes máximos garantizados en los acuerdos de comercialización de la tarjeta Solred firmados con bancos y cajas. Durante el ejercicio se ejecutaron garantías recibidas por un importe de 24 millones de euros. A 31 de diciembre de 2008, esta cifra se situó en 2.462 millones de euros, siendo ejecutadas garantías por importe de 10 millones de euros.

La nota 18 de las Cuentas Anuales Consolidadas contiene detalles adicionales sobre los riesgos asociados a los instrumentos financieros utilizados por el Grupo y en la nota 19 se describen los instrumentos financieros de cobertura.

### **Riesgo de mercado**

- **Riesgo de fluctuación del tipo de cambio.** Repsol YPF está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol YPF tiene actividad. Para mitigar el riesgo de tipo de cambio en el resultado, Repsol YPF contrata derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con razonables costes de transacción.

Repsol YPF también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras. Repsol YPF obtiene financiación en dólares y en otras monedas, bien de forma directa o bien sintéticamente mediante la contratación de derivados de tipo de cambio.

Además, Repsol YPF presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro son convertidos a euros al tipo de cambio de cierre de la fecha del correspondiente balance, mientras que los ingresos y gastos de dichas sociedades son convertidos a euros al tipo de cambio medio acumulado del periodo en el que se produjeron. La fluctuación de los tipos de cambio usados en este proceso de conversión a euros genera variaciones (positivas o negativas), que son reconocidas en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF, expresados en euros.

- **Riesgo de precio de commodities.** Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol YPF están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase anteriormente “Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF” y “Sujeción de la actividad de Repsol YPF en el sector de gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado”).
- **Riesgo de tipo de interés.** El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.

En la nota 18, “Gestión de riesgos financieros y del capital”, y en la nota 19, “Operaciones con derivados”, de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio de 2009 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

## ÁREAS DE NEGOCIO

La actividad del Grupo y su estructura organizativa está dividida en cinco áreas de negocio, que incluyen:

- Tres negocios estratégicos integrados:
  - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural, excepto en YPF;
  - GNL, correspondiente al negocio de Gas Natural Licuado, excepto en YPF; y
  - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, química y GLP, excepto en YPF.
  
- Dos participaciones en compañías estratégicas:
  - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A., y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; y
  - Gas Natural SDG, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

## **UPSTREAM**

El área de Upstream de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural fuera de Argentina. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente a la Dirección General de negocio de Upstream del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de exploración y producción de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado. El área de Upstream de Repsol gestiona su portafolio de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y el medio ambiente. Los pilares de su estrategia son el aumento de la producción y las reservas, la diversificación geográfica de la actividad con el incremento de su presencia en países de la OCDE, la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de los activos.

Geográficamente, el área de Upstream basa su estrategia tanto en las zonas clave tradicionales, localizadas en el norte de África (Argelia y Libia) y de Latinoamérica (Trinidad y Tobago, Perú, Venezuela, Bolivia, Colombia y Ecuador, fundamentalmente), como en las nuevas áreas estratégicas de crecimiento a corto y medio plazo, como el Golfo de México estadounidense (con el importante campo Shenzi, ya en producción, uno de los principales proyectos estratégicos de la compañía) y las aguas profundas de Brasil. Asimismo, el crecimiento estratégico a medio plazo se potenciará con los importantes proyectos de gas que se están desarrollando en Perú, Bolivia, Brasil y Venezuela, y más a largo plazo, con la cartera de activos que se está consolidando en Noruega, Canadá y África occidental.

El ratio de reemplazo de reservas probadas en el área de Upstream fue del 94% en 2009. Excluyendo el efecto precio, el ratio de reemplazo se eleva al 111%.

El exitoso resultado exploratorio alcanzado en 2009 fortalece de manera rotunda la política de crecimiento rentable a futuro en el área de Upstream.

Durante el ejercicio, Repsol realizó importantes descubrimientos exploratorios en países como Brasil (con los sondeos Iguazú, Abaré Oeste, Piracucá-Pialamba y Panoramix), Venezuela (sondeo Perla 1X) y Estados Unidos (en el Gofu de México con el sondeo Buckskin). Este éxito exploratorio es el resultado de una decidida política, definida en el Plan Estratégico 2008-2012, de potenciación de la actividad exploratoria, tanto en lo referente a recursos técnicos, humanos y económicos como a metodologías y procesos. Ésta ya se materializó en 2008, año en el que Repsol protagonizó 3 de los 5 mayores descubrimientos efectuados en el mundo.

En 2009 también se dieron los pasos finales para el lanzamiento de importantes proyectos de desarrollo en Argelia (Reggane), Brasil (BM-S-9 y Piracucá), Bolivia (Margarita-Huacaya) y Perú (Kinteroni).

A 31 de diciembre de 2009, el área de Upstream de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 24 países, directamente o a través de sus subsidiarias. La compañía era el operador en 18 de ellos. Adicionalmente, Repsol posee una participación en la compañía rusa de exploración y producción West Siberian Resources (WSR), que en 2008 se fusionó con Alliance Oil; y continúa evaluando la viabilidad de acometer, junto con la compañía Shell, el proyecto Persian LNG en Irán, con lo que su área de Upstream está presente en la actualidad en 26 países.

### Pozos exploratorios terminados

	2009							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>España</b>	2	2					2	2
<b>América del Sur</b>	5	2	4	1			9	3
Trinidad y Tobago								
Resto países América del Sur	5	2	4	1			9	3
<b>América del Norte</b>	1	*	1	*			2	*
<b>África</b>	3	1	8	4	3	1	14	6
<b>Asia</b>								
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>13</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>27</b>	<b>11</b>



2008								
	Positivos		Negativos		En Evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>España</b>								
<b>América del Sur</b>	5	2	9	3	1	1	15	6
Trinidad y Tobago								
Resto países América del Sur	5	2	9	3	1	1	15	6
<b>América del Norte</b>			1	*			1	*
<b>África</b>	5	2	13	5	2	1	20	8
<b>Asia</b>			4	1			4	1
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>27</b>	<b>9</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>40</b>	<b>15</b>

### Pozos productivos por área geográfica

A 31 de diciembre de 2009				
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>España</b>	8	6	5	4
<b>América del Sur</b>	1089	379	161	65
Trinidad y Tobago	102	71	54	18
Resto países América del Sur	987	308	107	47
<b>América del Norte</b>	12	3		
<b>África</b>	181	51	78	23
<b>Total</b>	<b>1290</b>	<b>439</b>	<b>244</b>	<b>92</b>

A 31 de diciembre de 2008				
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>España</b>	11	8	5	4
<b>América del Sur</b>	1065	339	144	57
Trinidad y Tobago	102	71	62	20
Resto países América del Sur	963	268	82	37
<b>América del Norte</b>				
<b>África</b>	144	41	78	23
<b>Total</b>	<b>1220</b>	<b>388</b>	<b>227</b>	<b>84</b>

## Actividad presente de Repsol por área geográfica

A 31 de diciembre de 2009						
	Nº de bloques		Dominio minero neto (km²)		Nº de pozos exploratorios en perforación	
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
<b>Europa</b>	12	22	384	10.000		
España	12	21	384	9.882		
Noruega		1		117		
<b>América del Sur</b>	50	41	7.448	47.687	3	1
Trinidad y Tobago	7		2.363			
Resto de países de América del Sur	43	41	5.085	47.687	3	1
<b>América Central</b>		1		4.512		
<b>América del Norte</b>	7	262	3.577	4.898		
<b>África</b>	3	20	1.456	47.454		
<b>Asia</b>		2		16.514		
<b>Total</b>	<b>72</b>	<b>348</b>	<b>12.865</b>	<b>131.063</b>	<b>3</b>	<b>1</b>

## RESULTADOS

El resultado de explotación de la actividad de Upstream en 2009 fue de 781 millones de euros, frente a los 2.258 millones obtenidos en el ejercicio anterior, lo que supone una disminución del 65%. El EBITDA ascendió a 1.699 millones de euros, frente a los 2.864 millones de 2008. El descenso del resultado se debió, principalmente, a los menores ingresos como consecuencia de los menores precios medios de realización. Esto se compensó parcialmente por las mayores ventas de crudo y por la menor amortización de exploración asociada al mayor éxito de los sondeos perforados.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 56,7 US\$/barril (40,7 €/barril), frente a los 87,3 US\$/barril (59,3 €/barril) de 2008. El precio medio del gas se situó en los 2,3 dólares por mil pies cúbicos, con un descenso del 45% respecto al del ejercicio anterior. Estas disminuciones están ligadas a la caída de los precios de referencia de los mercados internacionales.

El coste de extracción (lifting cost) alcanzó los 2,9 US\$/bbl. Esta cifra representa un alza del 5% en comparación con los 2,8 US\$/bbl de 2008,

tendencia atribuida a la puesta en producción de Shenzi, cuyo coste de extracción es ligeramente superior a la media anterior, compensado por el esfuerzo de reducción de costes realizado en otros campos, como en Trinidad y Tobago. En cuanto al coste de descubrimiento (finding cost) sobre reservas probadas, la media para el período 2008-2010 fue de 21 US\$/barril.

## **PRINCIPALES ACTIVIDADES POR PAÍSES**

El año 2009 ha sido histórico para la compañía en el área de Exploración y Producción (Upstream), con un resultado en la actividad exploratoria excepcionalmente exitoso. Repsol anunció en 2009 un total de 15 descubrimientos, entre los que destacan, por su gran relevancia y magnitud, los realizados en Brasil (con los sondeos Iguazú, Abaré Oeste, Piracucá-Pialamba y Panoramix), Venezuela (sondeo Perla 1X) y el Gofu de México estadounidense (sondeo Buckskin). También se dieron los pasos finales para el lanzamiento de importantes proyectos de desarrollo en Argelia (Reggane), Brasil (BM-S-9 y Piracucá), Bolivia (Margarita-Huacaya) y Perú (Kinteroni). Además, en 2009 en el Golfo de México estadounidense se puso en producción a través de su propia plataforma uno de los principales proyectos estratégicos de la compañía en aguas profundas (Shenzi). Todo ello refuerza de manera fundamental y en áreas clave para la compañía el objetivo marcado de asegurar el crecimiento orgánico, maximizando la rentabilidad de los activos y el aumento de la producción y de las reservas.

### **Norteamérica**

En los últimos cuatro años, Repsol ha fortalecido significativamente su presencia en las aguas profundas del Golfo de México, en Estados Unidos, con su participación en el importante proyecto de petróleo de Shenzi y con la obtención de un buen número de nuevos bloques exploratorios, cuyo potencial comenzó a hacerse patente en 2009 con el descubrimiento realizado con el sondeo Buckskin. Esta zona se considera una de las más rentables y de mayor potencial exploratorio en aguas profundas del mundo.

En el campo Shenzi, uno de los mayores descubrimientos realizados hasta el momento en las aguas profundas del Golfo de México –donde Repsol participa con un 28%–, comenzó en marzo de 2009, unos meses antes de lo previsto, la producción de gas y petróleo a través de su propia plataforma. A finales de 2009 se encontraban en producción a través de esta plataforma diez pozos y en los próximos meses se espera completar la perforación de los demás pozos de desarrollo, así como iniciar el proyecto de inyección de agua. En 2009 se alcanzaron a través de la plataforma Shenzi niveles de producción superiores a los 120.000 barriles de petróleo/día, lo que está por encima de las expectativas iniciales. La producción a través de la plataforma Marco Polo se reinició en mayo. El desarrollo del Flanco Norte de Shenzi se encuentra en una fase más inicial, aunque el positivo resultado de los trabajos de perforación en 2009 ha ampliado el potencial esperado de esta área.

Repsol, como operador del proyecto en su fase exploratoria, realizó en 2009 un importante descubrimiento con el sondeo Buckskin. Con una profundidad total de unos 10.000 metros, se trata del pozo más profundo operado hasta la fecha por Repsol y uno de los más hondos perforados en la zona. Las primeras pruebas reflejaron una columna de 100 metros de crudo de alta calidad. Se está preparando la perforación de un pozo de evaluación, que se llevará a cabo en 2010 y que ayudará a definir el plan de desarrollo futuro del campo.

En la Ronda Exploratoria 208 llevada a cabo en el Golfo de México en marzo de 2009, Repsol se adjudicó 16 nuevos bloques. Cuatro fueron ganados en asociación con Marathon (operador, 60%; Repsol, 40%). Otros siete bloques fueron ganados en asociación con ECOPETROL (40%) y los restantes cinco bloques, al 100% a Repsol. Estos bloques, junto a los logrados en los últimos años, conforman una amplia y sólida cartera de proyectos exploratorios. La participación de la compañía en estas rondas se enmarca en la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

En Alaska, Repsol participa con el 20% en 71 bloques adyacentes offshore en el Mar de Beaufort –junto con las compañías Shell Offshore Inc. y Eni

Petroleum US LLC–, en donde en 2009 se realizaron estudios con el objetivo de establecer su potencial exploratorio. La compañía también tiene el 100% en 93 bloques offshore en el Mar de Chukchi.

En Canadá, Repsol continuó trabajando activamente en 2009 con el objetivo de detectar nuevas oportunidades de crecimiento en este país perteneciente a la OCDE. A finales de 2008, Repsol obtuvo mediante concurso los derechos de exploración sobre tres bloques en el offshore de Newfoundland (Terranova) y Labrador. Dos de estos bloques se sitúan en la zona de Central Ridge/Flemish Pass y otro en Jeanne d’Arc Basin.

### **Latinoamérica**

Brasil se consolidó en 2009 como una de las principales áreas de crecimiento futuro de Repsol, tras los cuatro descubrimientos exploratorios realizados (Iguazú y Abaré Oeste, en el bloque BM-S-9; Piracucá-Pialamba, en el bloque BM-S-7; y Panoramix, en el bloque BM-S-48), que se unen a los de años anteriores (Carioca y Guará, ambos en el prolífico bloque BM-S-9), confirmando el elevado potencial de esta área de aguas profundas. Repsol es la primera compañía privada en dominio minero exploratorio offshore de las cuencas de Santos, Campos y Espírito Santo, con un total de 21 bloques exploratorios (es la empresa operadora en 11 de ellos).

Los resultados exploratorios en el bloque BM-S-9 están siendo espectaculares, con cuatro descubrimientos realizados (dos de ellos en 2009) y una tasa de éxito del 100%. En 2009 se llevó a cabo una prueba de producción en Guará con resultados muy satisfactorios, lo que derivará en 2010 en una prueba más extensa y a empezar las actividades encaminadas al desarrollo temprano del área sur de Guará. Dentro del plan de evaluación del área, en enero de 2010 se inició la perforación de un nuevo sondeo exploratorio en la zona norte de Guará, actualmente en curso. En el área de Carioca se realizará en 2010 una prueba de producción de larga duración y se perforará un sondeo exploratorio. Repsol participa con un 25% en este importante proyecto en las aguas profundas de Brasil.

En 2009 se dieron los primeros pasos para el inicio del desarrollo de Piracucá (bloque BM-S-7), donde Repsol tiene una participación del 37%. Se espera que este campo esté en producción en 2015.

Repsol tiene una participación del 10% en Albacora Leste (cuena de Santos), que está producción desde abril de 2006. Este importante campo de petróleo en aguas profundas de Brasil produjo en 2009 alrededor de 118.000 barriles/día y tiene unas reservas totales probadas y probables de crudo de en torno a 394 millones de barriles.

Los importantes descubrimientos exploratorios realizados en los últimos años refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño y representan uno de los proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream.

En 2009 se dieron en Bolivia los últimos pasos encaminados al inicio del desarrollo del proyecto Margarita-Huacaya, cuyos trabajos comenzarán en 2010. Este destacado proyecto de desarrollo se encuentra en el bloque Caipipendi, al norte del estado de Tarija, que está operado por un consorcio integrado por Repsol (operador, con una participación del 37,5%), BG (37,5%) y PAE (25%). El objetivo del Plan de Desarrollo conjunto de los campos Margarita y Huacaya (este último hallado en 2008 y que supuso uno de los cinco mayores descubrimientos realizados ese año en todo el mundo) consiste en elevar la producción del campo de los niveles actuales (2,3 Mm<sup>3</sup>/d) a un plateau intermedio de 8,3 Mm<sup>3</sup>/d (fase I) en 2012 y a una cifra final de 14 Mm<sup>3</sup>/d (fase II) en 2013.

En Perú continuaron en 2009 los trabajos para el completo desarrollo del yacimiento Camisea (bloques 56 y 88), en el que Repsol participa con el 10%. Estos bloques abastecerán de gas natural a la planta de gas natural licuado del proyecto Perú LNG, que se prevé que esté operativa en 2010 y en la que Repsol participa con un 20%. En el bloque 88 se está completando el desarrollo de dos yacimientos: San Martín (en producción desde 2004) y Cashiriari, donde en julio de 2009 entraron en producción los dos primeros pozos. En el bloque 56, el de Pagoreni, se inició la producción en septiembre

de 2008. Se espera que el desarrollo de estos dos bloques esté prácticamente completado durante 2010, año en el que estará operativa la planta de licuado Perú LNG.

En 2009 se decidió el desarrollo temprano de la zona sur del importante descubrimiento realizado en 2008 con el sondeo Kinteroni (uno de los mayores del mundo en 2008), en el bloque 57, que se localiza en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, en la selva central del país, a 50 km del yacimiento de gas y condensado de Camisea. Repsol, que cuenta con una participación del 53,84% en este bloque, es la compañía operadora del mismo. El comienzo de producción está previsto para mediados del año 2012.

En Venezuela, Repsol realizó en 2009 el mayor descubrimiento de gas de la historia de la compañía y uno de los más importantes de Venezuela con el sondeo Perla 1X. Las primeras estimaciones reflejan un volumen de gas de 8 TCF y de condensado de en torno a los 100 Mbbl. El yacimiento podría extenderse a lo largo de 33 kilómetros cuadrados y contar con un grosor de 240 metros. En febrero de 2010 se inició la perforación de un nuevo sondeo que ayudará a concretar la información existente hasta la fecha y el futuro plan de desarrollo del yacimiento. Repsol es el operador del pozo Perla 1X, en consorcio al 50% con ENI. En la fase de desarrollo, PDVSA participará con un 35%, Repsol con un 32,5% y ENI con un 32,5%.

Con fecha efectiva 1 de febrero de 2010 se ha incorporado el área geográfica Barúa-Motatán como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A., en la que Repsol tiene una participación del 40%. Con ello, Repsol hizo efectiva la Nota de Crédito recibida durante el proceso de migración de los Convenios Operativos a Empresa Mixta.

Asimismo, en febrero de 2010, el Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela anunció oficialmente la adjudicación del Bloque Carabobo 1 de la Faja Petrolífera del Orinoco al consorcio en donde participa Repsol. La empresa mixta que deberá constituirse para desarrollar las actividades petroleras tendrá como accionistas a CVP, con el 60% de las acciones, y el

restante 40% quedará distribuido entre las empresas que conforman el consorcio ganador: Repsol (11%), Petronas (11%), ONGC (11%), Oil India Ltd (3,5%) e Indian Oil Co (3,5%).

En Trinidad y Tobago, Repsol es una de las principales compañías privadas en términos de producción y reservas de petróleo y gas, junto con BP, con la que comparte la propiedad de la sociedad bpTT. Esta empresa, participada en un 30% por Repsol, opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país y en 2009 alcanzó una producción total media diaria de 464.828 barriles equivalentes de petróleo. En octubre de 2009 se inició la producción de gas en el campo Savonette, que está a una profundidad de 88 metros. El gas producido alimenta a la planta de licuefacción de GNL Atlantic LNG, propiedad, entre otras compañías, de Repsol.

En enero de 2009 comenzó la producción de gas del Proyecto Teak Blow Down en el bloque marino TSP, donde Repsol es el operador, con una participación del 70%.

En Colombia, ECOPETROL aprobó en mayo de 2009 la fase comercial en el descubrimiento Capachos Sur-1.

El 12 de marzo de 2009, Repsol adquirió la sociedad Murphy Ecuador Oil Company Ltd. (actualmente denominada Amodaimi-Oil Company Ltd.); dicha compañía es la titular del 20% de participación del bloque 16 en Ecuador, con lo que la participación consolidada actual de Repsol en el mencionado bloque es del 55%. OPIC (31%) y Sinochem (14%) también están presentes en este bloque. El 12 de marzo de 2009, Repsol YPF Ecuador S.A., como operadora del bloque 16, firmó un Contrato de Participación modificadorio, en virtud del cual se amplía el período de explotación de dicho bloque del 31 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2018, si bien el mencionado contrato terminará anticipadamente si dentro del plazo de un año (susceptible de prorrogarse por acuerdo de las partes) no se ha negociado y suscrito un Contrato de Prestación de Servicios que sustituya al Contrato de Participación. Durante ese periodo transitorio, el gobierno ecuatoriano reducirá del 99% al 70% el impuesto sobre



beneficios extraordinarios. A finales de 2009, el periodo transitorio antes citado fue prorrogado por un año adicional, hasta el 12 de marzo 2011 (plazo transitorio que a su vez es prorrogable nuevamente por acuerdo de las partes).

## **África**

Repsol tiene una presencia relevante en el norte de África, sobre todo en Libia y Argelia, donde participa en importantes proyectos en marcha que garantizan un crecimiento sostenido y rentable en los próximos años.

En 2009 continuaron en Libia los trabajos para completar el desarrollo del campo "I/R", que entró en producción en junio de 2008 y que se espera que alcance su máximo potencial de producción una vez terminadas las instalaciones permanentes, entre 2012 y 2013. Este campo está situado en la prolífica cuenca de Murzuq, en los bloques NC186 y NC115, ambos participados por Repsol. Descubierta en 2006, "I/R" es uno de los mayores hallazgos exploratorios logrados por la compañía, el más importante en Libia de la última década y uno de los diez proyectos clave de crecimiento definidos por Repsol en su Plan Estratégico 2008-2012.

A finales de 2009 entró en producción el campo J, en el bloque NC186, cuyo plan de desarrollo había sido aprobado por la compañía nacional libia NOC en diciembre de 2008.

Repsol anunció en abril de 2009 el resultado positivo del sondeo A1 NC202, en el offshore de Libia. El pozo es el primer descubrimiento realizado en el bloque NC202, situado en la cuenca de Sirte, a unos 15 km de la costa. Repsol es el operador del bloque, con una participación del 60%, mientras que la compañía austriaca OMV es el titular del 40% restante.

En Argelia se avanzó en 2009 en los pasos finales para el lanzamiento del desarrollo del importante proyecto de gas de Reggane. El Plan de Desarrollo incluye la perforación y finalización de 74 pozos, la profundización de 10 pozos adicionales y la realización de trabajos para completar (workovers) otros 12 pozos ya existentes. El comienzo de la producción de gas está previsto para

principios del año 2014. Repsol es el operador del proyecto, con una participación del 29,25%, mientras que RWE posee el 19,5%; Edison, el 11,25%; y la compañía nacional argelina Sonatrach, el 40%.

En noviembre de 2009 se dictó el laudo arbitral que resuelve la controversia entre Repsol-Gas Natural SDG y Sonatrach sobre la terminación del contrato de Gassi Touil. El tribunal declaró terminado el contrato sin obligación por ninguna de las partes de indemnizar a la otra.

## **Europa**

En 2009, Repsol inauguró en Oslo, la capital de Noruega, una oficina permanente, en línea con la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE, y con el objetivo de incrementar la presencia de la compañía en este país escandinavo. En la actualidad, la compañía participa, junto con DetNorske oljeselskap ASA, Bayerngas Norge AS y Svenska Petroleum Exploration AS, en los bloques exploratorios 6407/7, 8, 10 y 11, en el Mar de Noruega, obtenidos en la Ronda APA (Award of Predifined Areas) de 2008. En esta línea, el Gobierno Noruega, en la Ronda APA 2009, comunicó en enero de 2010 la concesión de dos nuevas licencias exploratorias (una de ellas será operada por Repsol en el Mar del Norte noruego).

En España, Repsol obtuvo en 2009 dos éxitos exploratorios de petróleo con los sondeos Montanazo D-5 y Lubina-1, situados en aguas del Mar Mediterráneo. Estos pozos se pondrán en producción a través de la plataforma Casablanca y permitirán prorrogar la producción de los campos de Repsol existentes en la zona (Casablanca, Boquerón, Rodaballo y Chipirón), así como ampliar el período de utilización de la dicha plataforma. También en España se reinició en junio de 2009 la producción de gas en el campo Poseidón.

## **DESCUBRIMIENTOS**

Desde el punto de vista de los descubrimientos exploratorios, el año 2009 ha sido, sin duda, histórico para Repsol, no sólo por el número de descubrimientos

anunciados (15 en total), sino sobre todo por la importancia de los mismos. Los descubrimientos de 2009 se localizaron en las aguas profundas de Brasil y del Golfo de México estadounidense, Venezuela, Argelia, Marruecos, España, Argelia, Sierra Leona y Libia. Este éxito exploratorio es el resultado de una decidida política, definida en el Plan Estratégico 2008-2012, de potenciación de la actividad exploratoria, tanto en lo referente a recursos humanos, técnicos y económicos como a metodologías y procesos. Ya en 2008, Repsol participó en 3 de los 5 mayores descubrimientos efectuados en el mundo.

En Brasil, en el bloque BM-S-9, situado en las aguas profundas de la cuenca de Santos –donde en 2007 y 2008 ya se realizaron dos importantes descubrimientos con los sondeos Carioca y Guará–, se obtuvieron en 2009 dos nuevos éxitos exploratorios con los sondeos Iguazú y Abaré Oeste, lo que confirma el elevado potencial de recursos de este bloque ubicado en una de las áreas de aguas profundas con mayor atractivo del mundo. Además de Repsol, que posee una participación del 25% en el proyecto, conforman el consorcio Petrobras (45% y operador) y British Gas (BG Group, con el 30%).

En abril de 2009, Repsol anunció el descubrimiento realizado con el pozo exploratorio Iguazú, que se localiza en la misma área de evaluación que el sondeo Carioca, a 340 km de la costa de Sao Paulo y con una lámina de agua de 2.140 metros de profundidad. Las primeras pruebas de producción en el sondeo mostraron un crudo ligero de muy buena calidad. En septiembre de 2009, Repsol anunció el descubrimiento del sondeo Abaré Oeste, a 290 km de la costa de Sao Paulo, en una lámina de agua de 2.163 metros.

El consorcio descubridor continuará con los trabajos e inversiones necesarias para la completa evaluación del bloque BM-S-9, lo que incluye en 2010 la perforación de dos nuevos sondeos exploratorios y la realización de las pruebas de producción de larga duración en Carioca y Guará.

También en Brasil, Repsol protagonizó en 2009 otros dos descubrimientos en la cuenca de Santos con los sondeos Piracucá-Pialamba y Panoramix. Este último, situado en el bloque BM-S-48, es un descubrimiento de gas y petróleo en el que

Repsol es el operador, con el 40%, que se completa con las participaciones de Petrobras (35%), Vale do Rio Doce (12,5%) y Woodside (12,5%). El descubrimiento incorpora tres niveles productivos: dos inferiores con gas y condensado, y uno superior con petróleo. En 2010 se prevén perforar dos sondeos de evaluación adicionales.

El sondeo Pialamba se localiza en el bloque BM-S-7 y es un descubrimiento de crudo liviano y gas que tuvo lugar a principios de 2009. Repsol participa con el 37% y su socio y operador, Petrobras, posee el 63% restante. En septiembre de 2009 se terminó la perforación del sondeo de delineación Piracucá, que aumentó la estimación de recursos recuperables en el área, y se presentó a las autoridades brasileñas (ANP) el informe final del descubrimiento de este campo. En 2010 está previsto completar dos sondeos: uno de predesarrollo y el segundo con carácter exploratorio.

Estos descubrimientos exploratorios fortalecen la apuesta de Repsol por esta región como vector de crecimiento de la compañía.

En Venezuela, en septiembre de 2009, Repsol anunció un importante descubrimiento de gas y condensado con el sondeo Perla 1X. Se estima que el yacimiento alberga 8 TCF de gas y, adicionalmente, un volumen de condensado que se está evaluando en la actualidad y que podría estar en el entorno de los 100 Mbbl. El yacimiento se localiza en las costas del Golfo de Venezuela, al oeste del país, a 60 metros de profundidad. Todos estos datos están pendientes de confirmación a través de trabajos adicionales, que incluyen la perforación de sondeos de evaluación y de un sondeo exploratorio adicional. Este descubrimiento es el mayor de gas de la historia de Repsol y uno de los más importantes de Venezuela.

En el Golfo de México, en Estados Unidos, Repsol descubrió a principios de año un gran yacimiento de petróleo con el sondeo Buckskin. Este pozo, con una profundidad de unos de 10.000 metros y una lámina de agua de 2.000 metros, es adyacente y tiene una estructura geológica similar al campo Jack, operado por la petrolera Chevron. Con el sondeo Buckskin se ha iniciado de

manera exitosa la campaña operada de sondeos en aguas profundas del Golfo de México. Los socios en este sondeo son Repsol (12,5%), Chevron (55%), Maersk (20%) y Samson (12,5%).

En España, Repsol realizó en 2009 dos descubrimientos de petróleo en las aguas del Mediterráneo con los pozos Montanazo D-5 (donde Repsol es el operador y posee una participación del 75%) y Lubina-1 (100% de la compañía), situados a 45 kilómetros de las costas de Tarragona. Las pruebas de producción llevadas a cabo arrojaron una producción de 3.800 barriles diarios de petróleo de 32° API en Montanazo D-5 y de 3.700 barriles diarios de petróleo de 31,5° API en Lubina-1.

El desarrollo y puesta en producción de los pozos Montanazo D-5 y Lubina-1 permitirá prorrogar la producción de los campos existentes (Casablanca, Boquerón, Rodaballo y Chipirón) y ampliar el período de utilización de la plataforma Casablanca.

En marzo de 2009, Repsol anunció un descubrimiento de gas en Marruecos, en concreto en la zona exploratoria Tanger-Larache, situada a 40 km de la costa marroquí, con el sondeo Anchois. Repsol es la compañía operadora de estos bloques (Tanger-Larache 1-2-3). El pozo descubridor Anchois es el primer éxito exploratorio en la historia del offshore marroquí.

En Sierra Leona, en septiembre de 2009, Repsol anunció el primer descubrimiento de hidrocarburos en aguas del país. Éste tuvo lugar en el pozo Venus B-1 del bloque SL 6/07, y consta de una profundidad total de 5.638 metros, en una lámina de agua de 1.798 metros. El pozo Venus B-1 es el primer sondeo en la cuenca de Sierra Leona-Liberia, donde Repsol participa en 5 bloques contiguos. Se están evaluando los primeros resultados obtenidos y se prevé realizar nuevos pozos exploratorios que permitirán definir el potencial comercial del área. Repsol participa con un 25% en el consorcio descubridor. El sondeo confirma la existencia de un sistema petrolífero activo, con al menos tres unidades de reservorios.

En Argelia, Repsol anunció en 2009 cuatro descubrimientos exploratorios, dos de ellos en el bloque Reggane.

Repsol anunció en abril de 2009 el descubrimiento realizado en el offshore de Libia con el sondeo A1 NC202. El pozo alcanzó una profundidad de 4.820 metros, con una lámina de agua de unos 50 metros.

## **PRODUCCIÓN**

La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en 333.611 barriles equivalentes de petróleo/día en 2009, lo que supone un incremento del 0,27% respecto a 2008. Los niveles de producción, aislados los cambios contractuales y regulatorios, aumentaron un 5% respecto a 2008, una vez deducidas las variaciones en Libia (15,4 Kboe/d), por los nuevos contratos aplicados desde agosto 2008 y las restricciones de la OPEP; en Bolivia (-6,7 Kboe/d), por la desconsolidación de Andina; en Ecuador, por la adquisición del 20% de Murphy en el bloque 16 (+5,9 Kboe/d) y la venta del bloque 14 en 2008 (-0,9 Kboe/d); y en Argelia (+1,4 Kboe/d) por efecto en el Production Sharing Contract (PSC) de los precios de crudo de referencia.

En Estados Unidos, hay que destacar el comienzo de la producción de Shenzi a través de una Tension Leg Platform (TLP), con 10 pozos conectados, así como la reentrada en el “manifold K“. En Perú comenzó en julio de 2009 la producción de gas del bloque Cashiriari, en el bloque 88. En octubre comenzó en Trinidad y Tobago la producción del campo Savonette, operado por bpTT, mientras que en enero de 2009 empezaron las entregas de gas desde Teak Delta en Teak, Samaan y Poui (TSP).

**Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica para 2009 y 2008**

	2009			2008		
	Líquidos (mmbbl)	Gas natural (bcf)	Total (mmboe)	Líquidos (mmbbl)	Gas natural (bcf)	Total (mmboe)
<b>España</b>	1	2	1	1	1	1
<b>América del Sur</b>	25	380	93	26	399	97
Trinidad y Tobago	6	277	55	7	275	56
Resto países América del Sur	19	103	38	19	124	41
<b>América del Norte</b>	8	3	9	*	*	*
<b>África</b>	15	24	19	20	21	24
<b>Asia</b>						
<b>Producción total neta</b>	<b>49</b>	<b>409</b>	<b>122</b>	<b>47</b>	<b>421</b>	<b>122</b>

**RESERVAS**

Al cierre de 2009, las reservas probadas de Repsol (sin tener en cuenta YPF), estimadas de acuerdo con la normativa de la U.S. Securities & Exchange Commission (SEC), ascendían a 1.060 millones de bep, de los cuales 344 millones de bep (32%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 716 millones de bep (68%), a gas natural.

La evolución de las reservas de la compañía en 2009 fue positiva, con la incorporación de 115 millones de bep, destacando Perú (38 millones de bep), Estados Unidos (29 millones de bep) y Libia (12 millones de bep).

Las reservas de la Dirección General de Upstream de Repsol se localizan principalmente en Trinidad y Tobago (41%). Un 38% de las mismas se sitúan en el resto de los países de Sudamérica (Venezuela, Perú, Brasil, Ecuador...), el 14% en el norte de África (Argelia y Libia), el 6% en el Golfo de México (Estados Unidos) y aproximadamente un 1% en España.

## **INVERSIONES**

El área de negocio de Upstream invirtió en 2009 un total de 1.122 millones de euros, lo que supone un descenso del 5% respecto a los 1.184 millones de 2008. El desembolso se destinó sobre todo al desarrollo del campo Shenzi, en Estados Unidos, y a las actividades de exploración en Brasil, el Golfo de México, España y el norte de África.



## **GAS NATURAL LICUADO (GNL)**

Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, transporte, comercialización y regasificación de gas natural licuado (GNL), además del negocio de generación eléctrica en España que no acomete Gas Natural SDG y la comercialización de gas natural en Norteamérica. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente al segmento comercial de GNL del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de GNL de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

## **RESULTADOS**

El resultado de las operaciones de la actividad de Gas Natural Licuado (GNL) en 2009 fue negativo en 61 millones de euros, frente a los 125 millones obtenidos en el ejercicio anterior. El EBITDA se cifró en 150 millones de euros (173 millones en 2008).

El año 2009 estuvo marcado por la crisis económica mundial, que se reflejó en la evolución de los precios internacionales del gas natural. Tras alcanzar mínimos a finales de 2008, éstos no se recuperaron como en el caso de los precios del petróleo y la gran divergencia entre los índices de referencia de estas dos materias primas se mantuvo a lo largo del ejercicio. La cotización media del Henry Hub, principal índice de referencia del gas natural, fue de 4 dólares/MBtu, lo que supone un descenso del 55,6% respecto a 2008. Este indicador continuó su tendencia descendente hasta bien entrado 2009, cuando alcanzó el mínimo de los últimos 7 años, con un precio de 2,5 dólares por MBtu, y cerró el ejercicio a 5,8 dólares por MBtu.

La caída de la demanda de gas coincidió con la entrada en funcionamiento de nueva capacidad de licuación –pese a la ralentización de los proyectos– y una producción creciente de gas no convencional en algunos países, como Estados Unidos, lo que agudizó el deterioro de los precios de esta materia prima.

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio acumulado del pool eléctrico español fue de 37 euros/MWh en 2009, un 42,6% inferior al registrado en 2008. Este descenso respondió sobre todo a una menor demanda, la caída de los precios internacionales de las commodities y la reducción del coste de los derechos de emisiones de CO<sub>2</sub>. El volumen de contratación en el mercado diario en el sistema eléctrico español también fue inferior (238 TWh en 2009, frente a los 266 TWh de 2008).

Los resultados de los negocios que componen el área de GNL están principalmente originados en dólares americanos. La depreciación del tipo de cambio medio de esta divisa frente al euro, del 5,3% respecto al año anterior, tuvo un efecto negativo en el resultado de 2009.

## **ACTIVOS Y PROYECTOS**

El año 2009 se caracterizó principalmente por la entrada en producción de la planta de regasificación Canaport LNG, participada por Repsol (75%) e Irving Oil (25%). Se trata de la primera planta de regasificación de GNL de la costa este de Canadá. Ubicada en Saint John (New Brunswick) y con una capacidad inicial de suministro de 10 bcm/año (1.000 millones de pies cúbicos/día, ampliable a 2.000 millones), esta terminal es una de las más grandes de Norteamérica y abastece a los mercados de la costa este de Canadá y del noreste de Estados Unidos. Repsol es el operador de la planta y suministra el GNL que alimenta a la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. La planta entró en funcionamiento en junio de 2009.

Los trabajos de construcción de Canaport LNG, así como de la terminal marítima y los gasoductos en New Brunswick (Canadá) y Maine (Estados Unidos), finalizaron exitosamente. Sólo queda pendiente para el mes de abril de 2010 la terminación del tercer tanque, que permitirá recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento.

Repsol comenzó en 2008 la actividad de marketing en la zona de Nueva Inglaterra y el noreste de Estados Unidos. Dichos mercados se expandieron notablemente en 2009 tras la entrada en funcionamiento de la planta. Adicionalmente, se está comercializando el gas proveniente de la actividad de exploración y producción de Repsol en el Golfo de México. En el área de GNL, Repsol viene desarrollando una política que refuerza su posición competitiva en este negocio, clave para su crecimiento a medio y largo plazo.

Repsol está presente en el proyecto integrado de GNL de Trinidad y Tobago, en el que participa, junto con BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación Atlantic LNG. Su estratégica posición geográfica permite abastecer en condiciones económicas ventajosas a los mercados de la cuenca atlántica (Europa, Estados Unidos y Caribe).

Esta planta tiene en operación cuatro trenes de licuación con una capacidad conjunta de 15 millones de toneladas al año. La participación de Repsol es del 20% en el tren 1, del 25% en los trenes 2 y 3, y del 22,22% en el tren 4. Éste último es uno de los mayores del mundo, con una capacidad de producción de 5,4 millones de toneladas/año. Además de participar en los trenes de licuación, Repsol desempeña un papel protagonista en el suministro de gas y es uno de los principales compradores de GNL (unos 3,2 millones de toneladas/año).

En Perú se está desarrollando el proyecto integrado de gas natural licuado Perú LNG, una de las principales iniciativas del Plan Estratégico 2008-2012, junto con Canaport LNG. Repsol participa desde 2005 en el proyecto con un 20% y cuenta como socios con Hunt Oil (50%), SK (20%) y Marubeni (10%).

El proyecto Perú LNG incluye la construcción y operación de una planta de licuación en Pampa Melchorita, en la que Repsol participa con un 20%, y de un gasoducto que se conectará con el ya existente en Ayacucho. El suministro de gas natural a la planta procederá del consorcio Camisea, también participado por Repsol.

Además, el proyecto contempla la comercialización en exclusiva por parte de Repsol de toda la producción de la planta de licuación, prevista en más de 4,5 millones de toneladas al año. El acuerdo de compraventa de gas suscrito con Perú LNG tendrá una duración de 18 años desde su entrada en operación comercial y, por su volumen, se trata de la mayor adquisición de GNL realizada por Repsol en toda su historia.

En septiembre de 2007, Repsol se adjudicó la licitación pública internacional promovida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el suministro de GNL a la terminal de gas natural en el puerto de Manzanillo, en las costas mexicanas del Pacífico. El contrato contempla el abastecimiento de GNL a la planta mexicana durante un período de 15 años por un volumen superior a los 67 bcm. La planta de Manzanillo, que suministrará gas a las centrales eléctricas de la CFE de la zona centro-occidental de México, se abastecerá del gas procedente de Perú LNG.

A finales de 2009, los trabajos de construcción de la parte terrestre de la planta de licuación acumulaban un grado de avance del 94%, después de progresar un 26% en el conjunto del año. El grado de progreso de las instalaciones marinas es del 99% y el gasoducto acumula un avance del 98%. Se prevé que esta planta entre en funcionamiento a mediados de 2010. En diciembre de 2007 se establecieron los acuerdos para la financiación del proyecto y el 26 de junio de 2008 se cerró la misma. El primer desembolso de la financiación externa tuvo lugar en noviembre de 2008.

En España, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (BBG). Esta sociedad tiene como activo una planta de regasificación con instalaciones de descarga de metaneros de hasta 140.000 m<sup>3</sup>, dos tanques de almacenamiento de GNL de 150.000 m<sup>3</sup> y capacidad de vaporización de 800.000 Nm<sup>3</sup>/hora. BBG actúa como operador de esta planta, que cuenta con capacidad para regasificar 7 bcma, forma parte del sistema gasista español y es remunerada por la Comisión Nacional de la Energía (CNE) a través de peajes y cánones. La planta está situada en el puerto de Bilbao. En la actualidad, se está evaluando su ampliación con la construcción de un tercer

tanque, también de 150.000 m<sup>3</sup>, y de la capacidad de regasificación en otros 400.000 Nm<sup>3</sup>/hora. Durante 2009, la planta de regasificación tuvo una disponibilidad del 95% y un factor de carga superior al 60%, ambos parámetros inferiores a los de 2008, pero superiores a los de la media en España, donde el factor de carga promedio es del 52%.

Asimismo, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L. (BBE). Esta sociedad tiene como activo una central eléctrica de ciclo combinado que cuenta con una potencia instalada de 800 MWe y su combustible principal es el gas natural procedente de BBG. La electricidad producida abastece a la red y se destina tanto al consumo doméstico como al comercial e industrial. Esta instalación, que está situada en el puerto de Bilbao, alcanzó en 2009 una disponibilidad del 95% y un factor de carga inferior al 62%, ambos parámetros por debajo de los de 2008.

En diciembre de 2007, Repsol y Gas Natural SDG firmaron un acuerdo de accionistas con Sonangol Gas Natural (Sonagas) para llevar a cabo trabajos de desarrollo de un proyecto integrado de gas en Angola. Esta iniciativa consiste en evaluar las reservas de gas para, posteriormente, acometer las inversiones necesarias para desarrollarlas y, en su caso, exportarlas en forma de gas natural licuado. De acuerdo con la planificación, Repsol y Gas Natural SDG, a través de la empresa Gas Natural West Africa (GNWA), han participado en los trabajos de exploración que en la actualidad desarrolla Sonagas, el operador del consorcio, en el que GNWA posee una participación del 20%, seguido de Sonagas (40%), Eni (20%), Galp (10%) y Exem (10%).

Durante 2009 se llevaron a cabo adquisiciones de sísmica y se procesaron más de 2.000 km<sup>2</sup>, lo que permitió conseguir importantes avances en la estimación de los recursos. En la actualidad se están realizando gestiones y preparativos, tanto contractuales como técnicos, para el estudio de más de 2.300 km<sup>2</sup> adicionales de adquisición de sísmica para complementar el área actual sujeta a estudio.

Por otra parte, a principios de 2010 se iniciaron los preparativos para la perforación del pozo Garoupa-2, que permitirá contrastar las expectativas de recursos de gas que posee el consorcio en dicho campo.

Como parte de los notables avances estructurales y legales, se ha establecido una sucursal en Luanda y se ha obtenido la concesión de gas y derechos mineros por parte del gobierno de Angola. Al mismo tiempo, se han logrado significativos avances en la obtención del servicio a riesgo (Risk Service Contract) y en el respaldo legal para garantizar inversiones en otras áreas para ampliar los recursos potenciales del proyecto.

En Brasil, Repsol firmó en diciembre de 2009 su adhesión a una alianza en la que participan Petrobras (51,1%), BG (16,3%), Galp (16,3%) y Repsol (16,3%) que desarrollará estudios técnicos de ingeniería –Front End Engineering Design (FEED)– previos a la instalación de una planta de licuación flotante (Floating LNG) en los campos BSM-9 y BSM-11. Estos estudios servirán para evaluar la viabilidad técnica y económica de la planta de licuación flotante. Se realizarán tres en paralelo con tres consorcios distintos para reducir la incertidumbre técnica en un desarrollo pionero en la industria del GNL y para crear competencia entre varios contratistas y obtener así unos costes de desarrollo y construcción más óptimos. Además, los resultados de estos estudios se compararán con otras soluciones logísticas de extracción del gas del presalino brasileño, con el objetivo de seleccionar la mejor opción para la puesta en valor de estos recursos. Repsol tiene asegurada la opción de participar en la construcción de la planta, si finalmente se concluye que el proyecto es viable.

## **TRANSPORTE Y COMERCIALIZACIÓN DE GNL**

La sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), participada al 50% por ambas compañías, es una de las empresas líderes a nivel mundial en comercialización y transporte de GNL, y uno de los mayores operadores en la cuenca atlántica. Entre las misiones de esta compañía figura la optimización de

la gestión de la flota de ambos socios, que asciende a 12 metaneros. Repsol comercializó en 2009, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 4,5 bcm y gestionó 60 cargamentos procedentes en su mayor parte de Trinidad y Tobago, y con destino principal a España.

En cuanto a la flota al cierre de 2009, Repsol poseía tres metaneros bajo la modalidad de time charter, con una capacidad total de 416.700 m<sup>3</sup>, así como un cuarto, el *Sestao-Knutsen*, que puede transportar hasta 138.000 m<sup>3</sup> de gas y cuya propiedad está compartida al 50% entre Repsol y Gas Natural SDG. La flota se amplió a principios del segundo semestre de 2009 con el nuevo metanero *Ibérica Knutsen*, que también está compartido al 50% con Gas Natural SDG.

Adicionalmente, Repsol firmó en 2007 la contratación, bajo la modalidad de time charter, de cuatro nuevos buques para el transporte de GNL, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS. Los cuatro buques, que empezarán a operar en 2010, tendrán una capacidad nominal de 175.000 m<sup>3</sup> de GNL cada uno e incorporarán las últimas tecnologías existentes. Su destino principal será el transporte de las cantidades asociadas al contrato entre Repsol y Perú LNG.

## **INVERSIONES**

El área de negocio de GNL invirtió en 2009 un total de 125 millones de euros, lo que supone un descenso del 48% respecto a los 242 millones de 2008. Esta cantidad se destinó principalmente a la construcción de la terminal de regasificación Canaport LNG y al proyecto de licuación de Perú LNG. Este último ha sido financiado mediante aportes de capital de los socios hasta noviembre de 2008, momento en el que se produjo el primer desembolso de la financiación externa.

<b>MAGNITUDES OPERATIVAS</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2009 / 2008 % variación</b>
------------------------------	-------------	-------------	--

---

**Producción neta de GNL (\*)**

(Bcma)

Trinidad y Tobago	3,6	3,8	5,5
-------------------	-----	-----	-----

(\*) Equity gas: no se incluye la producción de GNL de sociedades consolidadas por puesta en equivalencia.

---

**Comercialización de GNL**

Cargamentos (nº)	65	60	(7,7)
Volumen comercializado (Bcma)	4,7	4,5	(4,2)

Factor de conversión: 1 Bcma (mil millones m³/año) = 39,68 TBtu.



## **DOWNSTREAM**

El negocio de Downstream del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading, refino, comercialización y transporte de crudo y productos petrolíferos, GLP y productos químicos. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente a la Dirección General de negocio de Downstream del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de Downstream de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

## **RESULTADOS**

El resultado de las operaciones en el área de negocio de Downstream se cifró en 1.022 millones de euros, lo que supone un descenso del 2,48% respecto a los 1.048 millones del ejercicio de 2008. Los factores más destacables en estos resultados son:

- Una reducción del resultado de refino del 49% respecto a 2008, motivada por la drástica caída de los márgenes internacionales, lo que también llevó a una menor ocupación de las refinerías.
- Una mejora del negocio químico, que, sin embargo, continúa con resultado negativo.
- Un buen comportamiento de los negocios de Marketing y GLP, que, no obstante, no llega a compensar la caída del refino.
- Un impacto contable de la valoración de los inventarios de 367 millones de euros en 2009, frente a los -495 millones de 2008.

Eliminando el efecto de la valoración de inventarios en los dos últimos ejercicios, el descenso habría sido del 57,5%, desde los 1.543 millones de euros de 2008 hasta los 655 millones de 2009.

## REFINO

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 770.000 barriles de petróleo/día. En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102.000 barriles de petróleo/día. Asimismo, Repsol posee una participación del 30% en la refinería de Refap (Brasil), que dispone de una capacidad total de 180.000 barriles de petróleo/día (54.000 en consolidación del Grupo Repsol).

### Capacidad instalada de refino

<b>Capacidad de refino y configuración (1)</b>	<b>Destilación primaria</b>	<b>Índice de conversión (2)</b>	<b>Lubricantes</b>
	<b>(miles de barriles por día natural)</b>	<b>(%)</b>	<b>(miles de toneladas anuales)</b>
España			
Cartagena	100	-	155
La Coruña	120	66	-
Puertollano	150	66	110
Tarragona	180	44	-
Bilbao	220	32	-
Total Repsol (España)	770	43	265
Perú			
La Pampilla	102	24	-
Brasil			
Refap	54	52	-
Total Repsol	926	41	265

(1) Información presentada de acuerdo con los criterios de consolidación: todas las refinerías reportadas en bases 100 %, excepto Refap (30 %).

(2) Definido como el ratio entre coeficiente de capacidad de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado ("FCC") equivalente y la capacidad de destilación primaria.

La actividad y los resultados de la división de Refino en 2009 se vieron fuertemente influenciados por la crisis económica internacional. A pesar de revisar al alza sus previsiones en varias ocasiones durante el ejercicio, la Agencia Internacional de la Energía prevé una disminución de la demanda mundial de petróleo en 2009 del 1,5% respecto a 2008, lo que supone el segundo año consecutivo de descenso de la demanda.

Esta menor demanda provocó una reducción de la oferta de crudos pesados en el mercado, ya que los países productores recortaron su producción, maximizando la de crudos ligeros para poder compensar la reducción de ingresos. Esta menor disponibilidad de crudos pesados en el mercado llevó a un estrechamiento de los diferenciales de crudos pesados y ligeros, presionando a la baja los márgenes de refino, fundamentalmente en aquellos esquemas de alta capacidad de conversión, como los de Repsol.

La menor demanda de crudo vino motivada por la de productos petrolíferos en el entorno de crisis económica y financiera. Esta caída de la demanda fue especialmente drástica en los destilados medios, lo que debilitó notablemente los diferenciales de precio de los mismos con el crudo y acabó influyendo muy negativamente en el margen de refino. Este impacto no pudo ser compensado por la relativa fortaleza de los diferenciales de gasolinas y fuelóleos.

Las refinerías con alta capacidad de conversión, orientadas a maximizar la producción de destilados medios con procesamiento de crudos pesados –como las de Repsol– sufrieron especialmente este deterioro de márgenes durante 2009. El descenso de la demanda y la drástica reducción de márgenes de refino provocó que muchas compañías de refino, especialmente en Estados Unidos y Europa, bajasen su carga y parasen unidades a lo largo de 2009, incluso llegando al cierre total de algunas instalaciones. En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de Downstream procesaron 35,1 millones de toneladas de crudo, lo que representa un descenso del 12% respecto a 2008. El porcentaje medio de ocupación fue del 73,84% en España, frente al 91,9% del año anterior. Sin embargo, en Perú, el grado de ocupación fue ligeramente superior al de 2008, pasando del 75,17% al 76,72% en 2009.

El índice de margen de refino en España se situó en 2009 en 1,3 \$/bbl (1,53 ponderando por destilación), sensiblemente inferior al de 2008 (7,4 \$/bbl) debido a la debilidad de los destilados medios y al estrechamiento de los diferenciales de crudos pesados-ligeros anteriormente comentado. Los márgenes fueron especialmente bajos en el segundo semestre. En cuanto a Perú, el margen de refino anual se situó en 4,1 \$/bbl, frente a los 5,7 \$/bbl de 2008.

Repsol continúa con su ambicioso plan de inversiones, que incrementará la capacidad de refino, aumentará el nivel de conversión y mejorará la seguridad, el medio ambiente y la eficiencia de sus instalaciones. A medio y largo plazo, la reactivación de la economía mundial, de la que ya se dieron signos positivos en 2009, y que se irá consolidando en 2010, según las previsiones de diversos organismos internacionales, garantiza la rentabilidad de los proyectos emprendidos por la compañía.

La ampliación y aumento de conversión de la refinería de Cartagena, y el proyecto de conversión en la refinería de Petronor (URF) son las piezas claves de este plan. Durante 2009 se avanzó en el desarrollo de los proyectos según los planes establecidos, lo que, en ambos casos, permite mantener la previsión de puesta en marcha de las nuevas instalaciones para mediados de 2011.

En 2009, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) concedió a Petronor un préstamo de 400 millones de euros para la construcción y explotación del proyecto URF (Unidad Reductora de Fuelóleo). El primer tramo de la financiación, que asciende a 300 millones de euros, se firmó el 23 de julio.

## RIQUEZA Y EMPLEO PARA LA REGIÓN DE MURCIA

La ampliación de la refinería de Cartagena es una de las iniciativas clave del Plan Estratégico 2008-2012. La inversión de 3.262 millones de euros convertirá este complejo en uno de los más modernos del mundo y duplicará su capacidad hasta los 220.000 barriles/día. El proyecto incluye, como unidades principales, un hidrocracker, un coker, unidades de destilación atmosférica y a vacío, y plantas de desulfuración e hidrógeno. Durante 2009 se consiguió un gran avance en el proyecto, conforme a lo planificado. La ampliación de la refinería se percibe muy favorablemente por parte del entorno y de las administraciones, ya que es un elemento dinamizador de la Región de Murcia. En el compromiso de Repsol con esta comunidad autónoma, se ha promovido la contratación de empresas locales y el 46% de los trabajadores proceden de esta región. Unas 3.000 personas trabajan ya en las obras, que se prevé que finalicen en 2011. Este proyecto permitirá maximizar la producción de combustibles limpios para el transporte y dará empleo a más de 6.000 personas durante la construcción. Una vez en operación, generará cerca de 700 puestos de trabajo. Más del 50% de los productos del complejo serán destilados medios, lo que contribuirá a reducir de manera significativa el déficit de estos productos en España.

### Origen del crudo procesado

	<u>2008</u>	<u>2009</u>
Medio Oriente	22%	22%
Norte de África	16%	16%
África occidental	12%	10%
Latinoamérica	24%	27%
Europa	26%	25%
Total	<u>100%</u>	<u>100%</u>

## Ventas de productos petrolíferos

	2009	2008
	(miles de toneladas) <sup>(1)(2)(3)</sup>	
<b>Ventas en Europa</b>	<b>32.970</b>	<b>36.361</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>21.169</b>	<b>23.199</b>
Productos ligeros	17.781	19.336
Otros productos	3.388	3.863
<b>Otras Ventas en el Mercado Nacional</b>	<b>6.222</b>	<b>6.926</b>
Productos ligeros	4.320	4.985
Otros productos	1.902	1.941
<b>Exportaciones</b>	<b>5.579</b>	<b>6.236</b>
Productos ligeros	1.849	1.761
Otros productos	3.730	4.475
<b>Ventas Resto del Mundo</b>	<b>6.459</b>	<b>7.502</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>1.854</b>	<b>2.981</b>
Productos ligeros	1.509	2.412
Otros productos	345	569
<b>Otras Ventas en el Mercado Nacional</b>	<b>3.406</b>	<b>3.196</b>
Productos ligeros	2.443	2.323
Otros productos	963	873
<b>Exportaciones</b>	<b>1.199</b>	<b>1.325</b>
Productos ligeros	659	421
Otros productos	540	904
<b>Ventas totales</b>	<b>39.429</b>	<b>43.863</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>23.023</b>	<b>26.180</b>
Productos ligeros	19.290	21.748
Otros productos	3.733	4.432
<b>Otras Ventas en el Mercado Nacional</b>	<b>9.628</b>	<b>10.122</b>
Productos ligeros	6.763	7.308
Otros productos	2.865	2.814
<b>Exportaciones</b>	<b>6.778</b>	<b>7.561</b>
Productos ligeros	2.508	2.182
Otros productos	4.270	5.379

(1) La información de 2007 incluye Ecuador, Chile y Brasil. En diciembre de 2007 se vendió el negocio de Marketing en Chile; en junio 2008 se vendió el negocio de marketing Ecuador. Por lo tanto, los datos de 2008 no incluyen Chile, e incluyen Ecuador hasta junio. En diciembre de 2008 se vendió el negocio de marketing de Brasil; así pues, los datos de 2009 no incluyen marketing Brasil.

(2) Otras Ventas en el Mercado Nacional incluye ventas a operadores y bunker.

(3) Exportaciones: expresadas desde el país de origen

## MARKETING

A través de una estrategia plurimarca –con Repsol, Campsa y Petronor en España, y Repsol en el resto de los países donde está presente la Dirección General de Downstream–, la compañía comercializa su gama de productos mediante su amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales de productos petrolíferos (sin incluir GLP) disminuyeron un 10,1% en 2009 respecto al ejercicio anterior y se situaron en 39.429 miles de toneladas. Este descenso se debió a la contracción de la demanda, que fue especialmente acusada en España.

En Europa se produjo un descenso del 9,3% y en el resto del mundo, del 13,9%. En cuanto al marketing propio, las ventas de productos claros en España disminuyeron un 8%, mientras que en el resto de países lo hicieron un 22,3% debido a la venta de los negocios de marketing en Brasil y Ecuador.

A pesar de esta reducción de las ventas, el área de Marketing de Repsol consiguió gestionar de forma eficiente el margen de comercialización, tanto en el canal de estaciones de servicio como en las ventas directas dirigidas al consumidor final, aportando un importante incremento de resultados a la división de Downstream que compensan, parcialmente, la disminución en el refino. Durante 2009 se aplicó con éxito una estricta política de control de riesgo de crédito que tuvo su reflejo positivo en la cuenta de resultados de la división.

A finales de 2009, Repsol contaba con 4.428 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.603 puntos de venta, de los cuales el 74% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia (un total de 927 estaciones de servicio). En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (426), Italia (157) y Perú (242).

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de Downstream a 31 de diciembre de 2009 eran los siguientes:

<b>Puntos de venta</b>	<b>Controladas por Repsol <sup>(1)</sup></b>	<b>Abanderadas <sup>(2)</sup></b>	<b>Total</b>
España.....	2.656	947	3.603
Perú .....	118	124	242
Portugal .....	267	159	426
Italia .....	49	108	157
<b>Total.....</b>	<b>3.090</b>	<b>1.338</b>	<b>4.428</b>

- (1) Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otros tipos de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.
- (2) El término “abanderadas” se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (i) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (ii) dar su marca a la estación de servicio. En España, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol continuó implantando en 2009 los compromisos adquiridos con la UE en 2006, entre los que destaca la posibilidad de rescate del vínculo concedida a los titulares de derechos reales que, a su vez, sean arrendatarios de estaciones de servicio.

La preocupación por el medio ambiente forma parte de la política y de la estrategia de la compañía, que aúna todos sus esfuerzos para desarrollar productos respetuosos con el entorno y de avanzada tecnología. Repsol ha coordinado el Proyecto de Investigación para el Impulso del Biodiésel en España (PIIBE). Con una duración de 4 años y 23 millones de euros de presupuesto, esta iniciativa ha contado con la participación de 15 empresas de diferentes sectores de la industria española y 23 centros de I+D, lo que ha permitido situar a España en la vanguardia de la investigación, el desarrollo y la innovación en el ámbito del biodiésel.

Dentro de la apuesta de Repsol por el respeto al medio ambiente y la tecnología, también destacan los acuerdos con el Ente Vasco de la Energía para crear una



red de recarga de vehículos eléctricos y el convenio marco de colaboración con el Ayuntamiento de Madrid para el desarrollo del uso de Autogas (gas licuado del petróleo para automoción).

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol continuó impulsando proyectos de integración de personas con capacidades diferentes, que a finales de 2009 ascendían a 237 empleados en el área de Marketing, lo que supone un 3,5% de la plantilla. En 2009 se redoblaron los esfuerzos para extender este compromiso a la red abanderada, gestionada por terceros vinculados con Repsol, al tiempo que se organizaron varios cursos de formación con la colaboración de diversos ayuntamientos para avanzar en el camino de la integración de este colectivo. Repsol recibió en 2009 el VIII Premio Fundación Empresa y Sociedad en la modalidad Discapacidad por trabajar de manera activa en la integración de personas con capacidades diferentes desde 2005.

En julio de 2009, la Comisión Nacional de Competencia (CNC) sancionó a Repsol, Cepsa y BP por fijación indirecta de precios en sus redes vinculadas. La multa a Repsol se cuantificó en 5 millones de euros. La compañía ha presentado dos recursos contra esta resolución de la CNC, uno de ellos por considerar que se han conculcado derechos fundamentales durante la tramitación del expediente. Repsol considera que su conducta es conforme a las normas de competencia, tanto españolas como de la UE, y está convencida de que los recursos presentados le darán la razón.

## **GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)**

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP del mundo y la primera en España y Latinoamérica. Está presente en nueve países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2009 ascendieron a 2.993 miles de toneladas, lo que supone una disminución del 7,1% respecto a 2008. Las ventas totales en España descendieron un 5,8% en comparación con el anterior ejercicio. En

este último país, Repsol distribuye GLP envasado, a granel y canalizado por redes de distribución colectiva, y cuenta con cerca de 10 millones de clientes de envasado a los que suministra a través de una red de 243 agencias distribuidoras. Del total de las ventas minoristas de GLP en 2009, las ventas a granel representaron el 19%.

<b>Volumen de ventas de GLP</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>
	<b>(miles de toneladas)</b>	
España	1.489	1.623
Latinoamérica	1.316	1.360
Argentina	303	326
Bolivia	10	22
Chile	200	193
Perú	411	408
Ecuador	372	390
Otros <sup>(1)</sup>	20	21
Resto del mundo	187	240
<b>Total</b>	<b>2.993</b>	<b>3.223</b>
Volumen de ventas de GLP		
Envasado	1.770	1.897
A granel, canalizado y otros (2)	1.222	1.326
<b>Total</b>	<b>2.993</b>	<b>3.223</b>

(1) Brasil

(2) Incluye ventas al mercado de autogas, de operadores de GLP y otros.

Los márgenes comerciales del GLP en 2009 fueron inferiores a los del año anterior, aunque estuvieron por encima de los de ejercicios anteriores gracias al efecto inducido por el rápido descenso de los precios del crudo en el segundo semestre de 2008. Además, el 30 de septiembre, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo publicó una orden que modifica el sistema de determinación de los precios del GLP envasado. En la nueva fórmula, el precio que se debe aplicar en el siguiente trimestre dependerá en un 25% de los precios internacionales del trimestre que finaliza y en un 75% del precio máximo que ha estado vigente en ese trimestre que concluye. El cambio de fórmula tuvo un impacto negativo en los resultados del cuarto trimestre de 2009 y, caso de mantenimiento o crecimiento de los precios internacionales, lo tendrá también en años posteriores.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado y a granel al cliente final y suministra a otros operadores. En 2009 alcanzó unas ventas de 172.000 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado del 21%.

En Latinoamérica, Repsol es líder en distribución de GLP en Argentina, Ecuador, Perú y Chile. En el mercado minorista de Argentina comercializa GLP envasado y a granel en los mercados doméstico, comercial e industrial, con unas ventas de 303.000 toneladas.

En febrero de 2009 se vendió la sociedad National Gaz –hasta entonces, 100% propiedad de Repsol Butano S.A.–, con lo que, a partir de ese mes, se abandonaron las actividades de comercialización de GLP en Marruecos.

<b>MAGNITUDES OPERATIVAS</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2009/2008 % variación</b>
<b>Materias procesadas</b>			
<i>(Millones de toneladas)</i>			
Crudo	40,1	35,1	(12,4)
Otras cargas y materias primas	5,2	6,4	22,7
<b>TOTAL</b>	<b>45,3</b>	<b>41,5</b>	<b>(8,4)</b>
<b>Producción</b>			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Destilados medios	20.512	18.922	(7,8)
Gasolinas	7.424	7.090	(4,5)
Fuelóleos	7.361	6.230	(15,4)
GLP	1.060	956	(9,8)
Asfaltos	1.576	1.768	12,2
Lubricantes	212	103	(51,3)
Otros (sin petroquímica)	1.837	1.552	(15,5)
<b>TOTAL</b>	<b>39.982</b>	<b>36.621</b>	<b>(8,4)</b>
<b>Ventas de productos petrolíferos</b>			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Gasóleos / Keroseno	24.242	21.987	(9,3)
Gasolinas	6.996	6.574	(6)
Fuelóleos	7.280	6.127	(15,8)
GLP	3.223	2.993	(7,2)
Resto	5.345	4.741	(11,3)
<b>TOTAL</b>	<b>47.086</b>	<b>42.422</b>	<b>(9,9)</b>
<b>Ventas por zonas</b>			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Europa	38.183	34.646	(9,3)
Resto del mundo	8.903	7.775	(12,7)
<b>TOTAL</b>	<b>47.086</b>	<b>42.422</b>	<b>(9,9)</b>

## QUÍMICA

El resultado de las operaciones continuadas de la actividad química, adscrita a la división de Downstream, fue negativo en 223 millones de euros, frente a los 352 millones negativos de 2008. Este resultado se debió a la caída generalizada de la demanda como consecuencia de la grave crisis que viene afectando al sector desde mediados de 2008, especialmente en segmentos donde se concentra un volumen importante de la actividad. Esto provocó tanto las bajas utilidades de las plantas industriales como el deterioro de los márgenes y la disminución de ventas, impactando negativamente en las

cuentas de resultados de las empresas químicas y también en el negocio químico de Repsol.

Las ventas a terceros en 2009 se cifraron en 2,3 millones de toneladas, frente a los 2,6 millones de toneladas de 2008, lo que supone un descenso del 11,4%. En esta coyuntura, Repsol tomó en 2009 una serie de medidas de choque, como un plan agresivo de reducción de costes, optimización y ajustes de la producción de las plantas; y el retraso, a la espera de un entorno más favorable, del proyecto de ampliación del complejo de Sines (Portugal), que fue aprobado en junio de 2008 y cuyo aplazamiento se acordó en febrero de 2009.

Adicionalmente, durante 2009 se llevaron a cabo los trabajos de ampliación del cracker de Tarragona, con lo que se prevé alcanzar una producción de 702.000 toneladas de etileno a principios de 2010.

<b>MAGNITUDES OPERATIVAS</b> <b>(Química)</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2009/2008</b> <b>% variación</b>
<b>Capacidad</b>			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Petroquímica básica	2.679	2.679	0,0
Petroquímica derivada	2.927	2.933	0,2
<b>TOTAL</b>	<b>5.606</b>	<b>5.612</b>	<b>0,1</b>
<b>Ventas por productos</b>			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Petroquímica básica	629	567	(9,8)
Petroquímica derivada	1.973	1.739	(11,9)
<b>TOTAL</b>	<b>2.602</b>	<b>2.306</b>	<b>(11,4)</b>
<b>Ventas por mercados</b>			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Europa	2.348	2.000	(14,8)
Resto del mundo	254	306	20,5
<b>TOTAL</b>	<b>2.602</b>	<b>2.306</b>	<b>(11,4)</b>

La tabla que sigue muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos dentro del negocio de Downstream, principalmente en Europa, a 31 de diciembre de 2009.

<b>CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN</b>	<b>Total (miles de toneladas)</b>
<b>Productos petroquímicos básicos</b>	
Etileno .....	1.320
Propileno .....	867
Butadieno .....	202
Benceno .....	290
<b>Derivados petroquímicos</b>	
Poliolefinas	
Polietileno <sup>(1)</sup> .....	875
Polipropileno .....	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero .....	1.189
Acrilonitrilo/Metil metacrilato .....	166
Caucho <sup>(2)</sup> .....	115
Otros <sup>(3)</sup> .....	69

(1) Incluye los copolímeros de EVA (etilén vinilacetato) y EBA (etileno butilacrilato).

(2) Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción sita en México.

(3) Incluye derivados del estireno y especialidades.

## INVERSIONES

En el área de Downstream, las inversiones ascendieron a 1.649 millones de euros, frente a los 1.545 millones del ejercicio anterior, lo que representa un incremento del 6,7%. La mayor parte de esta cantidad se destinó a los proyectos de refino en curso, especialmente en España, y a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad de los carburantes, así como a seguridad y medio ambiente.

## **YPF**

Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa del Grupo Repsol, se informa de las actividades integradas de la cadena de valor (exploración, producción, refinó, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF y sus filiales desde un punto de vista independiente. En esencia, la gran mayoría de las operaciones, propiedades y clientes de YPF están en Argentina.

## **RESULTADOS**

El resultado de explotación de YPF alcanzó los 1.021 millones de euros en 2009, lo que representa un descenso del 12% respecto a los 1.159 millones del ejercicio anterior. Esta disminución responde fundamentalmente a la crisis internacional, que provocó una reducción de la demanda en el mercado argentino y de las exportaciones, y una reducción de los ingresos procedentes de aquellos productos cuyo precio está relacionado con la cotización internacional del crudo, que incluyen tanto las exportaciones como ciertos productos vendidos en Argentina.

Las inversiones de YPF en 2009 alcanzaron los 956 millones de euros, frente a los 1.508 millones del ejercicio anterior. Cerca del 71% de este desembolso se destinó en 2009 a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos.

La producción promedio anual de YPF fue de aproximadamente 572.300 barriles equivalentes de petróleo al día, frente a los 619.000 de 2008, lo que representa una disminución del 8%. Al igual que en 2008, la producción se vio afectada por diversos conflictos gremiales que impidieron alcanzar los niveles máximos de producción. También influyó el descenso de la demanda de gas y el declive natural de los campos, dada su madurez. Sin tener en cuenta los paros, la producción promedio anual hubiese alcanzado los 585.000 barriles equivalentes de petróleo al día.

La implementación de políticas de contención de costes durante el ejercicio permitió detener la inercia al alza de los mismos en los últimos años del orden del 25% y conseguir un descenso cercano al 12% respecto a 2008, lo que supuso un ahorro aproximado de 287 millones de euros.

Los precios internacionales, que en el último trimestre de 2008 registraron una caída pronunciada, se mantuvieron bajos en el primer semestre de 2009, lo que impactó tanto en los precios de ciertos productos en el mercado argentino como en los del exterior. En la segunda mitad del ejercicio se produjo una gradual mejora.

En 2009 tuvo lugar una disminución de la demanda de productos, excepto en las gasolinas destinadas al mercado argentino, como consecuencia fundamentalmente de la crisis internacional, que se dejó notar en la economía local, y de la sequía, que afectó fuertemente al sector agropecuario.

A finales del ejercicio, en presencia de la presidenta de Argentina, Cristina Fernández de Kirchner, y de gobernadores, ministros, intendentes, empresarios y representantes gremiales, el consejero delegado de YPF, Sebastián Eskenazi, presentó el Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014, cuya meta principal es obtener información de la totalidad de los bloques exploratorios que aún no han sido asignados por el gobierno argentino o las provincias a ninguna compañía y que podrían contener reservas de petróleo y gas. A través de este programa se plantea también la mejora del factor de recuperación de petróleo por aplicación de nuevas tecnologías y el desarrollo de proyectos de gas no convencional, como tight gas y shale gas.

Por otro lado, en el primer semestre del año se efectuó la mudanza a la Torre de Puerto Madero, en Buenos Aires, un proceso impecable que logró mejorar la comunicación interpersonal y la línea de trabajo productivo de más de 2.000 personas.



## EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

El resultado de explotación de la actividad de exploración y producción de YPF se situó en 795 millones de euros, lo que representa un incremento del 81% respecto al ejercicio anterior. Este aumento se logró gracias a la disminución de los gastos y a los incentivos logrados a través del Programa Petróleo Plus, implementado por la Administración argentina. Los esfuerzos exigidos por dicho programa permitieron continuar con el compromiso asociado de satisfacer los requerimientos de la demanda, que aportó aproximadamente 165 millones de euros al resultado.

En el marco de otro programa de incentivo, esta vez a la producción de gas no convencional, conocido como Gas Plus, YPF obtuvo la aprobación de los proyectos “Formación Lajas Tight Gas” y “Piedras Negras”. En las áreas en asociación, se consiguió la aprobación de proyectos Gas Plus en Aguada Pichana y Lindero Atravesado.

La producción de hidrocarburos de YPF durante 2009 fue de 209 millones de barriles equivalentes de petróleo –un 8% inferior a la de 2008–, de los cuales 111 millones eran líquidos y el resto, gas. Los paros gremiales y la menor demanda de gas en el último tercio del año recortaron la producción en 7,5 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Al cierre de 2009, las reservas probadas de YPF, estimadas de acuerdo con la normativa de la U.S. Securities & Exchange Commission (SEC), ascendían a 1.024 millones de bep, de los cuales 539 millones de bep (53%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 485 millones de bep (47%), a gas natural.

La evolución de las reservas de la compañía en 2009 fue positiva, con la incorporación de 90 millones de barriles equivalentes de petróleo. Las reservas de YPF suponen el 49% del total del Grupo Repsol YPF.

La actividad exploratoria de YPF en Argentina tuvo dos grandes focos en 2009:

#### ► Offshore

Finalizó la campaña de exploración del offshore somero con la perforación de tres pozos en la cuenca del Golfo de San Jorge (bloque M-1) y de otros tantos en la cuenca Austral (bloque E2). Todos ellos fueron abandonados por ser improductivos o no rentables. En aguas profundas se avanzó en la planificación de los dos proyectos que la compañía tiene en cartera: el Proyecto Malvinas, ubicado en los bloques CAA 40 y CAA 46; y el Proyecto Colorado Marina, en el bloque E1.

#### ► Onshore

### Áreas tradicionales

**Gas No Convencional:** se perforó el primer pozo en Argentina con el objetivo de shale gas en la concesión de Loma La Lata, Piloto Shale Gas x-2.

**Quintuco:** se desarrolló un nuevo concepto exploratorio en áreas tradicionales con el objetivo de encontrar petróleo en la formación Quintuco, donde se perforaron dos pozos en 2009: el primero, La Caverna x-1, situado en el bloque Bandurria, donde YPF participa con un 54,54%, que resultó productivo; y el segundo, La Dolina x-1, ubicado en el área de concesión de Loma La Lata (propiedad 100% de YPF), que resultó descubridor y que se encuentra en evaluación. Adicionalmente, el pozo Piloto Shale Gas x-2, que estaba en curso en enero de 2010, resultó descubridor en la formación Quintuco.

### Áreas de frontera

YPF completó el programa de registro sísmico en los bloques exploratorios Tamberías (San Juan) y Río Barrancas (Neuquén); y el de procesamiento sísmico en los bloques Gan Gan y CGSJ-VA (Chubut).

De los 8 sondeos operados por YPF en 2009, se realizaron 3 descubrimientos de petróleo, ubicados en la cuenca Neuquina (La Caverna x-1, La Dolina x-1 y Piloto Shale Gas x-2). La inversión total en exploración ascendió aproximadamente a 101 millones de euros.

En el área internacional, YPF resultó adjudicataria de dos bloques exploratorios en la cuenca de Punta del Este (bloques 3 y 5), en asociación con la filial uruguaya del grupo brasileño Petrobras y la petrolera portuguesa Galp. En dicho consorcio, YPF controla el 40%, mientras que Petrobras posee otro 40% y Galp, un 20%. En el bloque Georgetown Offshore Guayana, en el que YPF Guayana participa con un 30%, se completó la adquisición de 1.850 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

Como nuevo negocio, destacó en 2009 la firma del acuerdo con Pampa Energía, a partir del cual este grupo asume el compromiso de inversión a cambio de un porcentaje de la producción resultante, a su cuenta y riesgo, en el campo Rincón del Mangrullo.

En cuanto a la actividad de desarrollo de yacimientos, se perforaron 537 pozos de desarrollo, que junto con las actividades de secundaria, reparación e infraestructuras, supusieron una inversión de 519 millones de euros. Se logró una reducción en el coste por pozo del 30% gracias a los avances logrados en las cuatro etapas de construcción de los mismos. Los tiempos operativos de perforación y terminación de pozos se redujeron un 20% respecto al año 2008, con lo que la mejora acumulada desde 2007 supera el 30%. Esta eficiencia de tiempos, junto con el ahorro de costes en las distintas etapas del proceso, permitió incrementar la actividad un 5%.

YPF continuó los estudios de desarrollo integral de los yacimientos más importantes para aumentar significativamente el factor de recobro. Adicionalmente, fruto del trabajo realizado en los últimos años para rejuvenecer campos maduros e identificar nuevas oportunidades, las reservas probadas incorporadas de YPF, en Argentina y otros países, ascendieron a 90 millones de barriles equivalentes de petróleo en 2009.

En la cuenca del Golfo de San Jorge, hay que destacar los resultados obtenidos en los yacimientos Barranca Baya, Manantiales Behr y Lomas del Cuy, donde proyectos de perforación y adecuación de secundaria permitieron revitalizar estos campos.

La actividad en Maurek, en especial en el yacimiento Cañadón Vasco y Cerro Piedra Guadal Norte, también ayudó a la incorporación de reservas probadas. Esta área superará el 100% de índice de reposición de reservas probadas, lo que constituye un importante logro para una cuenca que fue descubierta hace más de 100 años.

En la cuenca Neuquina se continuó con el proyecto piloto de tight gas, en el que una parte de las reservas descubiertas ya ha sido clasificada como reserva probada. La mayor parte del gas contenido en estas arenas se ha categorizado como recurso contingente, a la espera de condiciones económicas favorables. En Argentina se han logrado clasificar como recursos contingentes un total de 512,4 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Los cambios en el esquema de explotación de campos en Chihuido La Salina y la ampliación de la recuperación secundaria en Aguada Toledo Sierra Barrosa son otros aspectos reseñables del ejercicio. En el campo El Medanita se inició una prueba piloto de inyección de agua que está arrojando resultados alentadores, lo que supondría el renacimiento de un campo que ha estado varios años inactivo.

En 2009 también se siguió con el plan de extensión de las concesiones en la provincia de Neuquén por diez años (2017-2027) en áreas asociadas, lo que permitió extender los permisos en los yacimientos Aguada Pichana, San Roque y Lindero Atravesado.

Las ventas de gas natural de YPF en 2009 se cifraron en 14,9 millones de m<sup>3</sup>, lo que representa un descenso aproximado del 10% respecto a los volúmenes comercializados en 2008. La disminución de las ventas se notó sobre todo en

los segmentos de distribuidores e industrias. En Argentina, la cuota de YPF en este mercado se situó en el 37%. El precio medio del gas natural vendido por la compañía disminuyó un 7,5% en 2009, aunque en el segmento de usinas se acordó con la Secretaría de Energía un incremento de precios del 17% respecto al año 2008.

Dentro del programa impulsado por el Gobierno argentino, se operó un barco regasificador de GNL, con lo que se incorporaron al sistema un promedio de 5,6 millones de m<sup>3</sup>/día de gas (una cantidad un 40% superior a la del ejercicio anterior) y se inyectaron a la red 800 millones de m<sup>3</sup> que se utilizaron sobre todo para satisfacer las necesidades de demanda durante el invierno.

Asimismo, en el marco del programa de apoyo al Gobierno argentino, YPF construyó en invierno de 2008 en Buenos Aires la mayor planta de propano-aire del mundo, con una capacidad de abastecimiento de 1,5 millones de m<sup>3</sup>/día. Esta instalación entró en operación en octubre de 2009 y tiene como objetivo contribuir al suministro de gas durante los picos de demanda invernales en la capital argentina.

## **REFINO, LOGÍSTICA Y MARKETING**

Las refinerías de YPF procesaron 17,6 millones de metros cúbicos de crudo, lo que supone un descenso del 6% en comparación con 2008. Esta disminución se debió principalmente a la menor demanda de gasóleo y a reiterados conflictos gremiales que afectaron a la producción de crudo y a la actividad de ductos y buques, y por tanto, al abastecimiento de las refinerías. Pese a estos condicionantes, a lo largo de 2009 se mantuvo una utilización casi plena de la capacidad instalada de refino gracias a los planes de confiabilidad operativa que se están ejecutando y que permiten alargar los ciclos de mantenimiento de las unidades. Asimismo, se realizaron paradas de mantenimiento programadas en las dos refinerías más grandes. Para reducir al máximo los tiempos de las mismas, se agrupó por primera vez en refinería La Plata la parada de la unidad de destilación atmosférica y de la unidad de destilación de vacío y de

coquización retardada. Esto, unido a una correcta planificación en el manejo de los crudos y productos, permitió minimizar el impacto de las paradas sobre las producciones.

La producción de gasolinas para el mercado interno ascendió a 3,3 millones de metros cúbicos, lo que supone un incremento del 10% respecto al ejercicio anterior y un nuevo máximo en los últimos años. Además, aumentó la calidad de las gasolinas producidas y se pudo satisfacer la creciente demanda del mercado argentino gracias al aprovechamiento de las sinergias con las plantas del complejo químico Ensenada.

Las tres refinerías de YPF, La Plata, Plaza Huincul y Luján de Cuyo, aumentaron en conjunto un 2,5% los rendimientos de gasolinas y gasóleos respecto al ejercicio anterior con la puesta en marcha de la remodelación de la unidad de craqueo catalítico (FCCB) de la primera de estas instalaciones y de otras mejoras operativas. La importación de gasóleo disminuyó significativamente con la aplicación de estas medidas, a las que se sumó una menor demanda de este producto en Argentina.

En 2009 se concretó en la refinería La Plata, por primera vez, la producción de 3.000 m<sup>3</sup> de gasóleo con un contenido de azufre inferior a 50 partes por millón (ppm), lo que permitió evitar parcialmente la importación de dicho producto. A partir de octubre se incrementó la comercialización de corrientes pesadas de mayor valor añadido, como IFO (bunker naval).

La actividad logística aumentó en 2009 respecto al año anterior. Se obtuvieron altos niveles de ocupación en el transporte por carretera, así como en el uso de ductos, terminales y puertos. Dentro del compromiso con el desarrollo del país, YPF y Argentina Consorcio de Cooperación Naviero (Naviera Sur Petrolera S.A. y National Shipping S.A.) presentaron la barcaza *Argentina VI*, una embarcación fluvial para el transporte de hidrocarburos construida íntegramente en Argentina, y el remolcador *Barranqueras I*, todo ello dentro del convenio firmado hasta el año 2013 para recuperar la construcción nacional de embarcaciones fluviales para el transporte de hidrocarburos.

Las inversiones de refino y logística se cifraron en 170 millones de euros en 2009 y se mantuvieron en línea con el desembolso del ejercicio anterior. Dicha cantidad se destinó sobre todo a la adecuación de las plantas para la incorporación de FAME (mezcla metílica de ácidos grasos) y etanol a los combustibles, de acuerdo con la regulación vigente para el año 2010. También se avanzó en la instalación de un nuevo horno en el Topping III de la refinería de Luján de Cuyo para incrementar la eficiencia energética y se pusieron en marcha otros proyectos, como el hidrotreamiento de gasóleo en las refinerías de La Plata y Luján de Cuyo, y de gasolina en esta última instalación, para el cumplimiento de especificaciones de calidad; y el aumento de la capacidad del oleoducto Puesto Hernández-Luján de Cuyo para mejorar el abastecimiento de dicha refinería.

Además, hay que destacar la participación de YPF en el Programa Refino Plus, que incentiva el incremento en la producción de combustibles mediante el reconocimiento de beneficios que deben aplicarse a obligaciones fiscales. Esta participación se concretó en proyectos de inversión que tienen por objeto aumentar la oferta de gasóleo y gasolina grado.

A finales de 2009, YPF contaba con 1.632 estaciones de servicio, de las cuales gestionaba directamente 168. Durante el ejercicio se empezó a aplicar la nueva imagen en los puntos de venta con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la red bajo los conceptos de modernidad y racionalismo.

Los precios en el mercado doméstico fueron adaptándose paulatinamente a los internacionales y a los de los países limítrofes.

YPF empezó a comercializar en 2009 un nuevo combustible, el YPF D. Eurodiesel, lo que convirtió a la compañía en la primera en sacar al mercado un combustible de bajo contenido en azufre (menos de 50 partes por millón), el recomendado para todos los motores de alta gama con motorización EURO IV.

Según lo estipulado por la ley 26093 de Biocombustibles, el 1 de enero de 2010 entró en vigor la obligación de comercializar gasolinas con un 5% de volumen de bioetanol y gasóleo con un 5% de volumen de biodiesel (FAME). Para tal fin, durante 2009 se implementó el programa Agua Cero para adecuar las instalaciones de la red de estaciones de servicio y clientes finales a la recepción de estas mezclas.

En julio de 2009 se inauguró en la localidad de San Antonio de Areco (Provincia de Buenos Aires) el primer centro YPF Directo, en el que se ofrecen en un mismo lugar todos los productos agrícolas e industriales. Como hito curioso, se construyó en Jujuy la estación de servicio Paso de Jama, que se encuentra a más de 4.000 metros sobre el nivel del mar.

La venta de asfaltos en Argentina alcanzó en 2009 un volumen anual récord de 235.000 toneladas, con una cuota de mercado histórica del 59% en el mes de julio.

Las áreas de refino, logística y marketing obtuvieron un resultado de 218 millones de euros en 2009, mientras que las inversiones en este ámbito ascendieron a 178 millones de euros.

## **QUÍMICA**

El resultado operativo del negocio químico fue de 92 millones de euros, lo que supone un descenso del 42% en comparación con el récord obtenido en 2008. Esta disminución se explica fundamentalmente por los efectos de la crisis económica, que influyó con fuerza en la demanda local, regional y global de los principales productos petroquímicos y fertilizantes. Durante el primer trimestre, incluso se tuvo que interrumpir temporalmente la actividad de las unidades de metanol, anhídrido maleico, alquilbenceno lineal (LAB), ciclohexano y solventes.



Desde la perspectiva comercial del negocio químico, se mejoró notablemente el mix de ventas de aromáticos y metanol, incrementando las ventas en Argentina en un 75% respecto al año 2008, como alternativa a la contracción del mercado exterior. Además, se desarrollaron mercados alternativos para refinado parafínico.

Se adjudicó el proyecto de Reformado Catalítico Continuo (CCR), que permitirá incrementar la producción de aromáticos en un 50% y hacer frente a la creciente demanda interna de componentes octánicos, utilizados en la elaboración de gasolinas de alta calidad e hidrógeno, necesario para los procesos de hidrotreamiento de gasolinas y gasóleos en refinería de La Plata. La inversión estimada para este proyecto es de aproximadamente 250 millones de euros, la más importante de la petroquímica argentina en la última década.

## **GAS NATURAL SDG**

Repsol controla el 30% de Gas Natural SDG. Teniendo en cuenta esta participación, Gas Natural SDG aportó a Repsol un resultado de explotación de 748 millones de euros en 2009, lo que supone un incremento del 34,8% respecto al ejercicio anterior. El EBITDA del ejercicio alcanzó los 1.232 millones de euros, frente a los 848 millones de euros de 2008, lo que representa un alza del 45,3% que responde, en gran parte, a la incorporación de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009.

Estos resultados se dieron en un contexto de contracción de la demanda energética y de significativos niveles de volatilidad de los precios energéticos, de los mercados de divisas y financieros. Por el contrario, se registró un crecimiento de los resultados provenientes de las actividades reguladas y se mejoraron los niveles de eficiencia en la gestión de la cartera global. Los resultados obtenidos en este escenario ponen en valor el modelo de negocio de Gas Natural SDG, basado en un adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico. A través de su participación del 30% en Gas Natural SDG, Repsol participa en toda la cadena de valor del gas, desde el aprovisionamiento hasta la distribución y comercialización, un negocio al que se ha sumado la electricidad tras la compra de Unión Fenosa por parte de Gas Natural SDG.

Desde el 30 de abril de 2009 se consolidan por integración global Unión Fenosa, S.A. y sociedades dependientes. En consecuencia, la cuenta de resultados consolidada incorpora las operaciones de Unión Fenosa solamente desde esa fecha. En septiembre de 2009 concluyó el proceso de fusión de Gas Natural SDG, S.A. con Unión Fenosa, S.A. y Unión Fenosa Generación, S.A. tras la admisión a cotización de las acciones emitidas en canje para los accionistas de Unión Fenosa, S.A., dejando esta última sociedad de cotizar en el Mercado Continuo.

## **Distribución de gas en España**

Las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupa el suministro de gas a tarifa hasta el 30 de junio de 2008 y los servicios de acceso de terceros a la red, tanto de distribución de gas como de transporte secundario, se situaron en 229.585 GWh, lo que supone un descenso del 15%. Esta disminución tiene en cuenta regularizaciones por cese de actividad en el mercado residencial. Los servicios de distribución y transporte secundario para el acceso de terceros a la red descendieron un 10,3% debido a la menor actividad industrial y alcanzaron los 229.559 GWh. De éstos, 91.862 GWh (-22,5%) corresponden a servicios realizados para terceros y el resto, 137.697 GWh (+0,3%), a la comercialización de Gas Natural SDG como principal operador en el mercado liberalizado de gas.

Gas Natural SDG continúa con la expansión de su red de distribución, que alcanzaba los 47.597 kilómetros a 31 de diciembre de 2009. Sin contar el efecto de las desinversiones en Cantabria y Murcia, se alcanzarían los 50.697 kilómetros y 33 nuevos municipios en 2009. El número de puntos de suministro alcanzó al cierre del ejercicio los 5.698.000, una vez descontadas estas desinversiones. Se incrementó en 101.000 puntos de suministro en los últimos doce meses, un 37,3% inferior al mismo período del año anterior, fundamentalmente por el menor volumen de construcción de nuevas viviendas y por el efecto de las desinversiones en Cantabria y Murcia.

A 31 de diciembre de 2009, se materializó la venta de los activos de distribución de gas en baja presión en la Comunidad Autónoma de Cantabria y en la Región de Murcia, que engloban 2.611 kilómetros de redes de distribución en baja presión y 256.000 puntos de suministro, que suponen 3.500 GWh anuales de gas; la mayor parte de las redes distribución de alta presión en el Principado de Asturias, Cantabria y el País Vasco, con un total de 489 kilómetros de redes, que vehiculan 7.500 GWh anuales de gas; así como la actividad de comercialización doméstica y de pequeñas y medianas empresas de gas, electricidad y servicios en dichas comunidades, que suman aproximadamente 210.000 clientes de gas, 4.000 de electricidad y 67.000 contratos de servicios energéticos. El 19 de diciembre de 2009, Gas Natural

SDG acordó la venta de 504.000 puntos de suministro y aproximadamente 400.000 clientes de gas en la Comunidad Autónoma de Madrid. El acuerdo se encuentra sujeto a la aprobación por parte de las autoridades competentes esperando su cumplimiento en el primer semestre de 2010.

### **Distribución de gas en Italia y Latinoamérica**

El 3 de julio de 2008, Gas Natural SDG adquirió el grupo de distribución de gas Pitta Costruzioni, que opera en la región de Puglia, en el sur de Italia. El grupo comprado tiene una licencia para distribuir gas natural en 11 municipios, donde cuenta con 15.000 clientes y una red de distribución de 393 kilómetros. Tras completar esta operación, Gas Natural SDG ha ampliado su área de distribución en Italia y alcanza los 187 municipios de 8 regiones: Molise, Abruzzo, Puglia, Calabria, Sicilia, Basilicata, Campania y Lazio. En Italia, Gas Natural SDG alcanzó la cifra de 414.125 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, tras incorporar 23.033 nuevos puntos de suministro en 2009. La actividad de distribución de gas se situó en 3.495 GWh, con un aumento del 19,2% respecto a 2008.

En Latinoamérica, la actividad de distribución de gas tiene lugar en Argentina, Brasil, Colombia y México. En 2009 se alcanzó la cifra de 5,42 millones de puntos de suministro de distribución de gas en esta región. Durante el ejercicio se mantuvieron las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 169.164 puntos de suministro, sobre todo en Colombia, donde se registró un aumento de 105.197 puntos y se superaron los 2 millones de clientes. Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que agrupa las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red, se cifraron en 169.612 GWh, con una reducción del 18,6% respecto a las ventas registradas en el ejercicio anterior. Este descenso generalizado se produjo básicamente en los mercados de generación eléctrica e industrial. La red de distribución se incrementó en 1.119 kilómetros en 2009, hasta alcanzar los 62.315 kilómetros, lo que supone un crecimiento del 1,8%.

## **Distribución de electricidad**

En España, este negocio de Gas Natural SDG incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de la compañía. El 1 de julio de 2009 dejó de existir la denominada tarifa integral con la creación de las comercializadoras de último recurso, por lo que desde esa fecha no se realizan ventas de electricidad. La demanda de energía en los mercados asociados a la red de distribución presenta un comportamiento similar al registrado a nivel nacional, con una disminución del consumo, lo que pone de manifiesto la correlación del consumo eléctrico con la actividad económica.

El negocio en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y zonas del centro y sur del país.

En Latinoamérica, corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá. Las ventas de la actividad de electricidad alcanzaron los 12.054 GWh en 2009, mientras que la cifra de clientes superó los 4,1 millones, con especial relevancia en Colombia.

## **Producción de electricidad**

La demanda eléctrica en España sufrió una importante caída como consecuencia de la recesión económica, sobre todo la de la actividad industrial. La demanda peninsular en 2009 (251.509 GWh) fue un 4,5% inferior a la de 2008. La producción eléctrica peninsular de Gas Natural SDG se situó en 28.728 GWh, lo que representa un incremento del 57,4% debido a la incorporación de Unión Fenosa. De esa cifra, 26.694 GWh correspondieron a la generación en Régimen Ordinario (+30%). La generación en Régimen Especial, que alcanzó la cifra de 2.034 GWh, aumentó un 124,8%.

La producción hidráulica alcanzó los 1.849 GWh como consecuencia de las características hidrológicas de 2009. La producción nuclear fue de 2.908 GWh.

En cuanto a la térmica, por la menor demanda y el crecimiento del Régimen Especial, se redujo la producción con carbón. La generación de electricidad con ciclos combinados se cifró en 21.192 GWh, lo que supone un crecimiento del 22,2% que se debe a la incorporación de Unión Fenosa.

La comercialización de electricidad incluye la comercialización en mercado liberalizado, la comercialización de último recurso y el suministro previo a tarifa. Las ventas al mercado liberalizado alcanzaron una cuota de comercialización del 16,6%. Respecto a la comercialización de último recurso, en vigor desde el 1 de julio de 2009, las ventas se situaron en 6.452 GWh, y en 9.857 GWh el suministro previo a tarifa.

En cuanto a México, Gas Natural SDG dispone de centrales de ciclo combinado con una potencia conjunta de 3.803 MW, además de un gasoducto de 54 kilómetros de longitud. La energía generada en 2009 fue de 20.921 GWh, lo que supone un aumento que responde a la incorporación de las centrales de Unión Fenosa. Continúa la construcción de la central de ciclo combinado de Norte, en el estado de Durango, con un grado de avance del proyecto del 97,4%, de acuerdo con la planificación programada. Esta central de 450 MW se adjudicó el 6 de marzo de 2007 y tiene prevista su entrada en operación comercial en el primer trimestre de 2010.

El 24 de diciembre de 2009, Gas Natural SDG alcanzó un acuerdo con Mitsui & Co., LTd y Tokio Gas Co., Ltd para la desinversión de parte de su negocio de generación de electricidad en México. Esta operación, que está pendiente de la aprobación por parte de las autoridades mexicanas y se prevé materializar en el primer semestre de 2010, supone desprenderse de 2.233 MW de capacidad instalada.

Gas Natural SDG también cuenta con activos de generación de electricidad en Puerto Rico, Costa Rica, Panamá, República Dominicana y Kenia, donde la energía generada durante el año se cifró en 4.476 GWh. La producción en la central de Puerto Rico disminuyó un 8%, mientras que en la República Dominicana, Kenia, Costa Rica y Panamá aumentó gracias principalmente a la

finalización de la construcción de la ampliación de la central existente de 58 MW de capacidad instalada en Kenia, que entró en operación comercial en el tercer trimestre de 2009, y a la entrada en operación comercial de la central hidráulica de Algarrobos, en Panamá, durante el segundo semestre de 2009.

El pasado 9 de diciembre de 2009 se materializó la venta de Empresa de Energía de Pacífico S.A. ESP. (EPSA). Todas las magnitudes económicas han sido reclasificadas como actividades interrumpidas y no se incluyen en esta información.

### **Proyectos de regasificación**

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz representó un volumen total de 109.230 GWh, con un descenso del 18,2%. De esta cifra, 80.525 GWh fueron transportados para Gas Natural SDG a través de la sociedad Sagane y 28.705 GWh para Portugal y Marruecos. La menor demanda energética en la Península Ibérica, junto a la optimización del balance de oferta-demanda de la compañía, dio lugar a un menor volumen de gas transportado y, consecuentemente, a un menor nivel de utilización del gasoducto Magreb-Europa.

En cuanto a los proyectos de desarrollo de dos terminales de regasificación en Italia (Trieste-Zaule y Taranto), se continúa avanzando en la tramitación y aprobación de los diferentes permisos necesarios.

La comercialización de Gas Natural SDG en el mercado liberalizado alcanzó los 182.299 GWh, con un descenso del 19,3% respecto al ejercicio anterior debido a un menor consumo de gas para la generación de electricidad en ciclos combinados como consecuencia de la disminución de la demanda energética, los bajos precios del pool y el descenso de la actividad económica.

### **Adquisición de Unión Fenosa**

El 11 de febrero de 2009, la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) autorizó la adquisición de Unión Fenosa, S.A. sujeta a los compromisos presentados por Gas Natural SDG, que incluían la desinversión de 600.000

puntos de distribución de gas y aproximadamente 600.000 clientes conectados a dichas redes, 2.000 MW de generación con ciclos combinados en funcionamiento en España y la participación en Enagás, así como diversos compromisos relativos al gobierno corporativo en Cepsa y en Unión Fenosa Gas Comercializadora.

Dichos activos tienen un valor relevante y su desinversión se está realizando con los recursos necesarios para una operación autónoma por parte de los futuros compradores. Además, estas desinversiones son consistentes con la estructura prevista de la operación y permiten mantener el modelo de convergencia de gas y electricidad que Gas Natural SDG persigue con la integración de Unión Fenosa.

Siguiendo los términos del acuerdo firmado el 30 de julio de 2008, Gas Natural SDG adquirió a ACS el 26 de febrero de 2009 el resto de su participación, alcanzando el 50% en Unión Fenosa, y formuló la correspondiente Oferta Pública de Adquisición de acciones (OPA) con carácter obligatorio sobre la totalidad de las acciones de Unión Fenosa, S.A. conforme con lo establecido en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, y el RD 1066/2007.

El 21 de abril de 2009, la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) comunicó el resultado de la Oferta, cuyo plazo de aceptación terminó el 14 de abril de 2009. La Oferta fue aceptada por acciones representativas del 34,8% del capital social de Unión Fenosa, S.A. y del 69,5% de los derechos de voto a los que la Oferta se dirigía de forma efectiva.

Como consecuencia de la liquidación de la Oferta y de la liquidación de los instrumentos financieros suscritos con diversas entidades bancarias en relación con acciones de Unión Fenosa, S.A., Gas Natural SDG alcanzó el 95,2% del capital social de Unión Fenosa, S.A.

Las Juntas Generales de Accionistas de Gas Natural SDG, S.A. y de Unión Fenosa, S.A., celebradas el 26 y el 29 de junio de 2009, respectivamente, aprobaron la operación de fusión por absorción de Unión Fenosa, S.A. y Unión



Fenosa Generación, S.A. por parte de Gas Natural SDG, S.A., mediante disolución sin liquidación de las sociedades absorbidas y la transmisión en bloque de todo su patrimonio a Gas Natural SDG, S.A.

El proyecto de fusión aprobado contemplaba una ecuación de canje de tres acciones de Gas Natural SDG, S.A. por cada cinco acciones de Unión Fenosa, S.A. y contaba con el informe favorable del experto independiente designado por el Registro Mercantil de Barcelona.

La finalización de la fusión en septiembre de 2009 supuso la culminación del proceso de adquisición iniciado en julio de 2008 y la consecución del objetivo de integrar los negocios de gas y electricidad en una compañía con larga experiencia en el sector energético, capaz de competir de forma eficiente en unos mercados sometidos a un proceso de creciente integración, globalización y aumento de la competencia. Tras la operación, el grupo energético tiene presencia en 23 países, cuenta con más de 20 millones de clientes y con una potencia instalada de 17.861 MW, de los cuales 7.322 MW son ciclos combinados en España y 4.057 MW en el exterior.

### **Financiación de la operación<sup>(1)</sup>**

A principios de abril de 2009, Gas Natural SDG cerró la sindicación del préstamo para la financiación de la operación y la refinanciación de la parte de la deuda actual de Gas Natural SDG y Unión Fenosa con 27 entidades participantes por 18.260 millones de euros. En la actualidad, el número de entidades participantes alcanza las 53.

Asimismo, para garantizar una estructura financiera sólida y flexible, Gas Natural SDG realizó una ampliación de capital por 3.502 millones de euros en el mes de marzo de 2009 que fue totalmente suscrita y desembolsada. En abril, los fondos netos procedentes de la ampliación de capital por importe de 3.401 millones de euros fueron destinados a la amortización parcial del préstamo.

---

(1) Las magnitudes expresadas en este apartado corresponden al 100% de Gas Natural SDG.

Asimismo, al objeto de optimizar la estructura financiera y el calendario de vencimientos, Gas Natural SDG cerró en junio de 2009, octubre de ese mismo año y enero de 2010 diversas emisiones de bonos en el euromercado por un importe total de 6.950 millones de euros.

La aplicación del importe neto de la ampliación de capital, junto con el nivel de aceptación de la OPA inferior al 100% (788 millones de euros) y las cantidades amortizadas por los importes equivalentes a las ventas de activos y las emisiones de bonos de 2009 (4.750 millones de euros) redujeron el préstamo inicial hasta 7.510 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. Descontando las emisiones de bonos de enero de 2010 (2.200 millones de euros), el cobro de las ventas de activos comprometidas en 2009, el préstamo se situaría en 3.313 millones de euros.

### **Desinversiones<sup>(2)</sup>**

De acuerdo con los compromisos adquiridos ante la Comisión Nacional de la Competencia (CNC), Gas Natural SDG ha desinvertido o tiene comprometido desinvertir 3.600 millones de euros en activos, cumpliendo con el compromiso anunciado. Adicionalmente, está pendiente la desinversión regulatoria de 2.000 MW de ciclos combinados en España.

En cuanto al capítulo de desinversiones ya materializadas, por cerca de 2.000 millones de euros, se encuentran las ventas de determinadas participaciones financieras (Cepsa, Red Eléctrica Española, Isagén, Enagás e Indra), la venta de 256.000 puntos de suministro de gas en España y la venta de la participación en la empresa colombiana Empresa de Energía del Pacífico, S.A. ESP (EPSA).

Las desinversiones comprometidas superan los 1.600 millones de euros y son la venta de 504.000 puntos de suministro de gas en la Comunidad Autónoma de Madrid y la venta de determinados activos energéticos en México.

---

(2) Las magnitudes expresadas en este apartado corresponden al 100% de Gas Natural SDG.

En julio de 2009 se cerró la emisión de bonos en dos tramos a cinco y diez años por importe de 2.000 y 500 millones de euros, respectivamente.

En octubre de 2009, Gas Natural SDG cerró tres emisiones de bonos en tres tramos en el euromercado a tres, siete y doce años por importes de 500, 1.000 y 750 millones de euros, respectivamente. En enero de 2010 cerró otras tres emisiones de bonos en tres tramos a cinco, ocho y diez años por importe de 650, 700 y 850 millones de euros, respectivamente.

### **Inversiones**

Teniendo en cuenta el 30% de Gas Natural SDG controlado por Repsol, las inversiones durante el ejercicio alcanzaron los 5.060 millones de euros, frente a los 894 millones de 2008. El aumento responde a la incorporación de las inversiones de Unión Fenosa, principalmente en generación y distribución de electricidad.

# ÁREAS CORPORATIVAS

## GESTIÓN DE PERSONAS

Al cierre de 2009, Repsol contaba con una plantilla consolidada de 41.014 personas. De este volumen, un total de 33.633 empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo. Los empleados de la compañía se distribuyen en más de 33 países y se concentran en España (50%) y Argentina (36%). También destaca la presencia en países como Portugal (4%), Perú (3%), Ecuador (2%), Brasil (1%) y Trinidad y Tobago (1%). El 50,6% de los trabajadores se concentran en el área de Downstream; el 7,6%, en Upstream y GNL; el 35,4%, en YPF; y el 6,4%, en áreas corporativas. El 1% de la plantilla corresponde a personal directivo; el 7%, a jefes técnicos; el 43%, a técnicos; el 5%, a administrativos; y el 44%, a operarios. El empleo de carácter fijo supone el 91% del total y las mujeres representan un 26% del conjunto de la plantilla.

### **Cambio de la estructura organizativa**

En febrero de 2009, el Consejo de Administración aprobó una serie de cambios en el primer nivel directivo de la compañía, con el objetivo de simplificar y concentrar el equipo directivo, favorecer la coordinación entre los negocios estratégicos de Repsol y mejorar la eficiencia de los procesos de gestión.

Los principales cambios fueron:

1. Reducción de tres Direcciones Generales.
2. Integración de la Dirección Ejecutiva GNL en la Dirección General Upstream.

3. En la Dirección General Económico-Financiera se crea la Dirección Corporativa Económico-Fiscal y la Dirección Corporativa Financiera pasa a tener dependencia directa del Director General.
4. En la Dirección General de Secretaría General y del Consejo de Administración se crea la Dirección de Relaciones Institucionales y Responsabilidad Corporativa.
5. Creación de la Dirección Corporativa de Comunicación y Gabinete de Presidencia, con dependencia de la Presidencia Ejecutiva.
6. Creación de la Dirección General de Personas y Organización, que sustituye a la anterior Dirección General de Recursos Humanos e incluye la Dirección Corporativa de Desarrollo Directivo y la Dirección de Sistemas de Información.

La nueva Dirección General de Personas y Organización nace con el reto de dar un nuevo impulso a la organización humana y a las formas de trabajo de la compañía, orientándose a los siguientes objetivos:

- Garantizar que los equipos humanos, los sistemas y los modelos organizativos son los adecuados para hacer realidad la estrategia de la compañía y asegurar el máximo nivel de eficiencia.
- Favorecer el desarrollo profesional y personal de todos los que integran Repsol YPF.

### **Diversidad, igualdad de oportunidades y conciliación**

En 2009, el Comité de Diversidad y Conciliación de Repsol decidió seguir desarrollando los programas existentes de teletrabajo y capacidades diferentes, e impulsar su aplicación en todos los países en los que opera la compañía, adecuándolos según las necesidades del entorno. Además, se iniciaron nuevos proyectos relacionados con la jornada laboral, la gestión del tiempo y la adaptación de las instalaciones.

Las mejoras introducidas desde el inicio del Programa de Diversidad y Conciliación en 2007 ya se reflejaron en la última encuesta de clima laboral, en la que los empleados valoraron positivamente los esfuerzos de la compañía y su compromiso con dicho programa.

Repsol firmó en 2009 el Charter de Diversidad, con el que la compañía se compromete públicamente a fomentar los principios fundamentales de igualdad; el comportamiento de respeto al derecho de la inclusión de todas las personas en el entorno laboral y en la sociedad independientemente de sus perfiles diversos; el reconocimiento de los beneficios que brinda la inclusión de la diversidad cultural, demográfica y social en su organización; la implementación de políticas concretas para favorecer un entorno laboral libre de prejuicios en materia de empleo, formación y promoción, así como el fomento de programas de lucha contra la discriminación hacia grupos desfavorecidos.

Las actuaciones de la compañía en 2009 en el ámbito de la diversidad se centraron en dos ejes fundamentales: el impulso del programa de integración de personas con capacidades diferentes y las acciones encaminadas a garantizar la igualdad de oportunidades de todos los empleados.

Entre las iniciativas más importantes desarrolladas en 2009 destaca la edición del *Libro Blanco de la Contratación de Personas con Capacidades Diferentes. De las palabras a los hechos*. Se trata de la primera publicación de esta índole que elabora una empresa en Europa y se inscribe en el marco de los valores de la compañía y su compromiso con la sociedad.

En junio de 2009, Repsol recibió el Premio Fundación Empresa y Sociedad en la modalidad de Discapacidad por trabajar de manera activa en la integración de personas con capacidades diferentes y, actualmente, constituye un referente para otras compañías.

Tras el éxito del proyecto en España, los esfuerzos se han dirigido a extender esta política a todos los países en los que opera la compañía. A 31 de diciembre de 2009, el número total de trabajadores de Repsol con discapacidad era de 544: en España 357 personas por contratación directa, más 47 por medidas alternativas (2,21% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal), 108 en Argentina, 10 en Perú, 14 en Ecuador y 8 en Portugal. En otros países como Brasil, Estados Unidos y Venezuela también se están impulsando acciones para integrar en la plantilla a personas con capacidades diferentes.

Por otro lado, Repsol YPF sigue impulsando medidas de conciliación, ya que es una compañía que valora, promueve y facilita el equilibrio entre la vida personal y profesional de sus empleados. En 2009 se reforzó este enfoque, incorporando la promoción de la conciliación al estilo de gestión de la compañía y fomentando el papel de los jefes como impulsores del cambio, sirviendo de ejemplo para sus equipos.

La compañía ha ampliado y mejorado sus medidas de conciliación en distintos países, adaptándolas al entorno legislativo y social, con el objetivo de poner a disposición de los empleados un abanico de opciones que favorezcan su conciliación en el día a día y en situaciones especiales, con la flexibilidad deseada.

Tras los buenos resultados de la prueba piloto realizada en 2008, el Programa de Teletrabajo, que se desarrolló en 2009 en varias etapas, incluía al cierre del ejercicio a 362 empleados en España, 140 en Argentina y 14 en Portugal.

El colectivo de teletrabajadores en España estaba compuesto en un 34% por hombres y un 66% por mujeres, provenientes de prácticamente todas las áreas de la compañía y de todos los grupos profesionales. El 48% tenía edades comprendidas entre los 35 y los 44 años, y las modalidades más utilizadas eran las de uno o dos días semanales.

El teletrabajo en Argentina se puso en marcha en colaboración con el Ministerio de Trabajo, lo que convirtió a YPF en la primera empresa del país en disponer

de esta nueva modalidad laboral y en incorporarla a su convenio colectivo. Por este avance, YPF obtuvo la Mención de Honor del Premio “Hacia una empresa familiarmente responsable”, otorgada por la Fundación Proyecto Padres.

Las iniciativas de Repsol YPF en materia de igualdad de género se centran en la igualdad de retribución y en la promoción de mujeres de alto potencial. La presencia cada vez mayor de mujeres en la compañía gracias a las acciones emprendidas en distintos ámbitos es una muestra de ello. Por ejemplo, el 46% de las nuevas incorporaciones de 2009 fueron mujeres, y en los últimos años ha aumentado el número de directivas en un 25%.

### **La atracción de los mejores**

El año 2009 estuvo marcado por un refuerzo de las acciones orientadas a la implantación de nuevas técnicas de selección y al planteamiento de las acciones de atracción desde la perspectiva del marketing de empleo.

La compañía se nutre básicamente de talento joven, interesado en aprovechar las oportunidades de carrera que puede brindar Repsol YPF. Cerca del 80% de las nuevas incorporaciones a la compañía en 2009 eran personas menores de 35 años, y uno de los objetivos era difundir más los valores de la compañía como elemento de atracción. Para ello, la organización reforzó su presencia en la Universidad a través de su participación en foros de empleo (10 presenciales y dos online).

También se ha continuado el apoyo al Programa de Becas “Impulsa”, dirigido a estudiantes de los últimos años de carrera. En 2009 participaron 37 becarios de Madrid, a los que se ofreció formación online en idiomas, competencias y habilidades.

Además, en 2009 se consolidó el canal de empleo en [repsol.com](http://repsol.com) entre los usuarios que buscan trabajo, con un promedio de 2.000 accesos y consultas a cada oferta.



Repsol fue reconocida en 2009 por la población como mejor empresa para trabajar según el estudio de MercoPersonas. También su cultura corporativa fue reconocida en el monitor Top Employer.

### **Desarrollo de las personas**

Repsol YPF combina la necesidad como organización de disponer de las competencias y capacidades adecuadas, y adquirir de forma planificada las que necesitará en el futuro, con el compromiso de ofrecer a las personas que integran la compañía oportunidades atractivas de desarrollo profesional.

Sus políticas y programas de formación, movilidad, evaluación, etc. permiten gestionar las trayectorias de las personas en la organización de manera integrada, garantizando la igualdad de oportunidades de todos los empleados, con independencia de su origen, género, edad...

La movilidad interna en Repsol está planteada como una oportunidad de desarrollo profesional de los empleados. En 2009 se ha potenciado más el enfoque transversal, mediante la gestión de bancos de talento, mesas de movilidad y búsquedas proactivas, lo que ha hecho posible que en el ejercicio se produjeran un total de 5.316 movilidades.

En cuanto a promociones y nombramientos, 2.549 personas vieron modificada su clasificación profesional en 2009 (1.849 promociones y 700 nombramientos).

Otras acciones destacadas de 2009, orientadas a detectar el talento y a favorecer el desarrollo de los empleados, son:

- Desarrollo de una nueva herramienta para el sistema People Review – identificación y desarrollo del talento–, adaptándola también para la evaluación de personal de convenio, lo que permite la identificación de máximos referentes técnicos.

- Programa de Development Center, en el que participaron 162 profesionales en 2009. Estas sesiones sirvieron para detectar e identificar el talento dentro de la compañía.

- Continuidad del programa de competencias técnicas e itinerarios formativos, que está permitiendo la gestión homogénea y eficaz del talento técnico desde una plataforma de conocimiento común para todos los empleados.

- Lanzamiento de un proceso para la definición de planes de desarrollo individual y una propuesta para el reconocimiento de titulaciones.

### ► Carrera internacional

En Repsol trabajan profesionales de más de 60 nacionalidades. En 2009, 755 desarrollaban su actividad en países distintos a los de su origen de contratación y conforman el colectivo de expatriados.

En 2009, los esfuerzos se concentraron en la gestión del grupo internacional de profesionales del área de exploración, formado por 118 personas de perfiles claves para el negocio de Upstream.

Como fruto de su experiencia en gestión de expatriaciones, Repsol ostenta la presidencia del Foro Español de Expatriación (FEEX), un espacio en el que 25 empresas multinacionales españolas debaten sobre la gestión de las asignaciones internacionales de sus empleados. Este foro presentó a la Cámara de Comercio el *Libro Blanco de Medidas de Apoyo a las Personas en los Procesos de Internacionalización de las Empresas*.

### ► Nuevas mejoras en la evaluación del desempeño

El sistema de retribución variable de los profesionales de Repsol YPF, denominado Gestión por Compromisos (GxC), cumplió en 2009 su

cuarto ejercicio. Este sistema valora y recompensa la contribución de los empleados hacia el logro de objetivos establecidos anualmente, además de los comportamientos que la compañía considera claves: responsabilidad y orientación a resultados, espíritu emprendedor y excelencia, colaboración, desarrollo de personas y reconocimiento en función de méritos.

### **Gestión del conocimiento**

Repsol YPF se encuentra inmersa en un momento de cambio para adaptarse a las necesidades de un mercado competitivo que exige una innovación constante a través de la creación de valor y de capacidades innovadoras en la organización mediante técnicas y herramientas de gestión del conocimiento.

En 2009 se continuaron creando nuevas comunidades de práctica que, junto a las ya existentes, integran a unas 22.000 personas de toda la compañía. También se continuó con los proyectos de retención del conocimiento de empleados y su transferencia a otros. La metodología aplicada se apoya fundamentalmente en la recopilación de historias y experiencias personales que se registran y transmiten con medios audiovisuales.

### **Calidad: excelencia en la gestión**

Repsol entiende la calidad como la búsqueda constante de la excelencia mediante la gestión adecuada de todos los recursos con los que cuenta la compañía para generar valor para todos sus grupos de interés a lo largo del tiempo.

Para avanzar en el camino hacia la excelencia, Repsol adoptó en 2001 los modelos de la European Foundation for Quality Management (EFQM) y de la Fundación Iberoamericana para la Calidad (FUNDIBEQ), asociaciones de las que es miembro. Además, participa activamente en las principales asociaciones de calidad de las regiones geográficas en las que opera.

En 2009 se continuó con el desarrollo de los programas clave del Plan Estratégico de Calidad, aprobado anualmente por el Comité de Calidad. Así, en

el ámbito de la consolidación y mejora del proceso de autoevaluación, las distintas unidades de la compañía definen y ponen en marcha sus planes y programas de mejora a partir de las autoevaluaciones que llevan a cabo. Desde el lanzamiento de este programa en 2001 se han realizado más de 130 autoevaluaciones, lo que supone que, a diciembre de 2009, el 100% de la organización había completado, al menos, dos autoevaluaciones, y el 50%, tres o más.

Durante 2009, Repsol continuó trabajando en el despliegue de la gestión orientada a procesos para toda la compañía. La formalización de procesos y la identificación de indicadores y de métricas de rendimiento apoyan la toma de decisiones y ayudan a la identificación e implantación de mejoras para garantizar la consecución de los objetivos.

La compañía cuenta con unas 55 certificaciones en calidad basadas en estándares como ISO 9001:2000, TS 16949 o ISO 17025, que se pueden consultar en [www.repsol.com](http://www.repsol.com).

### **Relaciones laborales**

En 2009 se negociaron los convenios colectivos, cuya vigencia concluyó en 2008. En mayo de 2009 se firmó el V Acuerdo Marco, de aplicación en todas las empresas del Grupo en España. Entre los contenidos de este acuerdo colectivo destaca un fuerte impulso a las medidas de conciliación.

En YPF cabe destacar la firma, con la homologación del Ministerio de Trabajo, de un nuevo convenio colectivo con el Sindicato Unido Petroleros e Hidrocarburíferos (SUPeH), que agrupa al personal de supervisión de las operaciones de exploración y producción, y la actividad de refino.

### **Salud laboral**

En 2009 se siguió desarrollando un cuerpo normativo homogéneo para todo el Grupo. El procedimiento de Vigilancia de la Salud Individual se completó con la Guía Orientadora de la Vigilancia de la Salud Periódica en el Grupo Repsol YPF, que contiene 17 protocolos de actuación.

Por otro lado, el Comité Técnico de Salud aprobó la Guía de actuación frente a la pandemia por Gripe A, que fue seguida de una campaña de información a los empleados, a la vez que se implantaron medidas higiénico-preventivas.

Asimismo, se puso en marcha un programa de auditorías internas para valorar el grado de cumplimiento de la normativa interna en materia de salud laboral, que arrojó resultados satisfactorios sobre el grado de conocimiento y cumplimiento de la misma.

## **INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA**

Repsol considera que la inversión en I+D+i es uno de los factores clave para hacer posible un sistema energético más eficiente y sostenible, capaz de dar respuesta simultáneamente a los dos grandes retos del sector: la seguridad en el suministro y la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, manteniendo a la vez la competitividad del sistema energético. Por ello, Repsol invierte en I+D para contribuir a encontrar soluciones a retos tan importantes como los mencionados, aportando así valor a la compañía y a la sociedad.

Las incertidumbres sobre cuáles serán las tecnologías predominantes en el futuro, los plazos de maduración de los esfuerzos de I+D, los ciclos económicos y las tensiones de reducción de costes en los momentos bajos del ciclo han llevado a Repsol a elaborar un Plan Estratégico de Tecnología como parte de su estrategia empresarial. Las líneas de trabajo de dicho plan abarcan todos los negocios de la compañía: la exploración y producción de hidrocarburos, la cadena de valor del gas natural, el refinado de petróleo y sus productos, y la petroquímica, sin olvidar futuras vías de diversificación en la producción y uso de la energía, como los biocombustibles o la electrificación del transporte.

En 2009, Repsol invirtió 65 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en los centros de tecnología situados en Móstoles (España) y La Plata (Argentina), a los que hay que sumar otros 10 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía. Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología y universidades de ámbito público y privado, tanto nacionales como internacionales. El presupuesto destinado a este tipo de acuerdos superó los 8 millones de euros en 2009. De igual manera, se incrementó la participación en consorcios con otras empresas para el desarrollo precompetitivo de nuevas tecnologías. Repsol participa en programas de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2009 formó parte de 18 proyectos impulsados por la Administración española y en 10 proyectos de la Unión

Europea, aumentando su participación en proyectos de I+D en cooperación con otras entidades.

### **Programas de I+D**

**Upstream.** En esta área, Repsol aplica las tecnologías más avanzadas de exploración para encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos. Los importantes descubrimientos reportados durante 2009 son un buen ejemplo de la aplicación eficiente de esas tecnologías. Entre ellas destaca la tecnología geofísica desarrollada en el proyecto Caleidoscopio, que sitúa a Repsol a la vanguardia en la exploración en zonas complejas. El objetivo de elevar el grado de confianza de las imágenes del subsuelo y reducir la incertidumbre en la búsqueda de petróleo y gas se puede aplicar a miles de metros de profundidad en zonas difíciles y con grandes reservas, como el Golfo de México estadounidense y Brasil, donde espesas capas de sal ocultan los objetivos de las empresas petroleras.

Con aplicación tanto en la exploración de hidrocarburos como en el desarrollo y producción de los mismos, merecen destacarse nuevas metodologías analíticas y geoquímicas avanzadas para caracterizar sistemas petroleros con precisión o los modelos y metodologías propias para evaluar el aseguramiento de flujo de hidrocarburos en condiciones adversas, especialmente en producción offshore.

Otra de las líneas en Repsol es la aplicación de las tecnologías denominadas de recuperación mejorada, dirigidas a recuperar más petróleo de los yacimientos ya en declive. Asimismo, la búsqueda de hidrocarburos no convencionales, cuyas reservas a escala mundial se estiman superiores a las explotadas hasta ahora, es para la compañía un gran reto que requiere del desarrollo y aplicación de tecnologías especiales.

**GNL.** En este negocio, en el que Repsol tiene una posición relevante a nivel internacional, se desarrollan tecnologías de licuación para ser utilizadas en sistemas flotantes, lo que debe permitir poner en valor reservas de gas que hoy en día no se pueden explotar de forma económicamente competitiva. Repsol

también mantiene una vigilancia tecnológica sistemática de vías alternativas de valorización de las reservas de gas, como la conversión del gas natural en combustibles líquidos.

**Downstream.** En el área del refino de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, especialidades...), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías y a la mejora de calidad de sus productos, con especial atención a los avances en la eficiencia energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, pueden citarse los trabajos que han permitido procesar crudos no convencionales y biocombustibles, el coprocesamiento de biomasa en refinería, la innovación en lubricantes y asfaltos de mayor calidad ambiental y el apoyo a aplicaciones del GLP para automoción y en sistemas integrados de mayor eficiencia energética.

En petroquímica, las líneas de desarrollo tecnológico se orientan de manera prioritaria hacia nuevos productos de mayor valor añadido. En 2009 destacó el desarrollo de resinas para el recubrimiento de placas solares, de polipropileno oxo-biodegradable, de nuevas aplicaciones de caucho que se han patentado y de nuevos compuestos para espumas de poliuretano obtenidos de materias primas naturales.

En lo referente a los procesos productivos, se implantaron mejoras en la eficiencia y ambientales, especialmente en los procesos de tecnología propia (óxido de propileno, polioles, cauchos hidrogenados...).

### **Nuevas energías**

En el ámbito de la diversificación del suministro de energía, hay que reseñar proyectos de I+D y demostración de: biocombustibles de segunda generación; tecnologías relacionadas con el suministro energético a vehículos que permitan reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> del transporte, como el vehículo eléctrico; e integración de sistemas de calefacción/refrigeración mixtos de energías fósiles y renovables.



### **Estudios de prospección tecnológica**

Para alcanzar un futuro energético sostenible hay que superar ambiciosas fronteras tecnológicas para disponer de nuevas y mejores soluciones, tanto en el sector del petróleo y el gas como en otros ámbitos energéticos. Repsol realiza de forma sistemática estudios de prospección para identificar oportunidades derivadas de la evolución a largo plazo de las principales tecnologías en el sector energético. Se pueden mencionar los estudios sobre bioenergía, los futuros motores de combustión, la electrificación del transporte, el hidrógeno como vector energético, las energías renovables o la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Estos estudios permiten a Repsol desarrollar nuevas competencias y orientar sus líneas de trabajo futuras.

## **MEDIO AMBIENTE**

La atención al medio ambiente constituye para Repsol un aspecto central de la gestión de sus actividades. Este principio está asumido en la visión estratégica de la compañía, con el compromiso de “contribuir al desarrollo sostenible y a la mejora del entorno social, y respetar los derechos humanos, el medio ambiente y la seguridad”.

De este compromiso emana la Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente de Repsol, que se aplica en todas las actividades de la compañía mediante el sistema de gestión. Su principal soporte es el Manual de Seguridad y Medio Ambiente, que se complementa con un extenso cuerpo de normas, procedimientos y guías técnicas que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector.

Durante 2009 se llevaron a cabo inversiones ambientales significativas destinadas a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado.

Repsol obtuvo en 2009, nuevamente, la máxima puntuación del sector del petróleo y el gas en los índices de sostenibilidad mundial Dow Jones Sustainability Index (DJSI) en cambio climático, política y sistema de gestión ambiental y biodiversidad. Además, logró por primera vez la máxima calificación del sector en información ambiental.

En la nota 36 de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones, gastos y actuaciones futuras de naturaleza ambiental.

## **ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO**

La compañía aprobó en junio de 2009 una nueva Estrategia de Carbono y Nuevas Energías, que integra todas las iniciativas que la compañía viene realizando desde hace años para afrontar el desafío de proporcionar un suministro energético responsable y establece nuevos planes de acción. Esta estrategia está compuesta por cinco ejes principales:

- Estrategia de eficiencia energética para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y los costes operativos.
  
- Estrategia de portafolio de derechos de emisión, centrada en la cobertura del déficit previsto en el régimen de comercio de emisiones de la UE (EU ETS) y la actuación en mecanismos de mercado.
  
- Estrategia para la prospección, desarrollo e implantación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.
  
- Estrategia de negocio y tecnológica de biocombustibles.
  
- Nuevas energías, con especial atención al transporte y a las sinergias de las operaciones de Repsol con las energías renovables.

En esta línea, en el mes de junio se actualizó la Posición ante el Cambio Climático –que databa de 2002– para incorporar esta visión integrada, y en julio se aprobó una nueva Política de Eficiencia Energética, en la que la compañía asume el compromiso de utilizar eficientemente la energía en sus instalaciones y actividades con el propósito de preservar los recursos naturales, reducir las emisiones atmosféricas y contribuir a mitigar los efectos del cambio climático.

## **RESPONSABILIDAD CORPORATIVA**

Repsol YPF ha adquirido el compromiso de suministrar energía con responsabilidad, lo que significa que los valores de sostenibilidad, desarrollo social y respeto al medio ambiente forman parte sustancial de los planes de crecimiento de la compañía. Ésta opera en entornos social, cultural y geográficamente muy distintos. Esta diversidad se traduce en que los principales asuntos relevantes para Repsol en materia de Responsabilidad Corporativa no son los mismos en todos sus ámbitos de operación. Cada entorno tiene expectativas distintas y, por eso, las respuestas deben ser diferentes. Para rendir cuentas sobre los avances y el desempeño en cuestiones éticas, sociales y ambientales, Repsol YPF publicará hacia el mes de mayo de 2010 su Informe de Responsabilidad Corporativa 2009, que estará verificado por un auditor independiente.

Durante 2009 se desarrollaron las últimas acciones inscritas en el Plan Director de Responsabilidad Corporativa 2007-2009, con lo que se ha cumplido con los compromisos adquiridos por la compañía en el año 2007. Este plan incluía nueve programas, agrupados en seis líneas estratégicas: Buen Gobierno y comportamiento ético; atracción y retención del talento; seguridad y salud; gestión de los impactos ambientales de las operaciones; impacto de los productos; y diálogo y cooperación con la comunidad. En estos tres años, todas las áreas corporativas y unidades de negocio se han involucrado en su implementación, lo que ha contribuido a modificar y desarrollar determinados procesos internos con el fin de aproximarnos a las expectativas de nuestros grupos de interés.

### **Energía para todos**

En las próximas décadas, Repsol YPF deberá seguir contribuyendo a satisfacer una demanda energética creciente, disminuyendo la presión sobre el entorno y ayudando a paliar el problema del cambio climático, y a facilitar el acceso a la energía a los más de 1.400 millones de personas que hoy siguen estando excluidos de este bien esencial. Estos retos son la piedra angular de las actuaciones en Responsabilidad Corporativa que conforman el Plan Director de

Responsabilidad Corporativa 2010-2012 –el segundo de la compañía–, que se planificó en 2009 escuchando las opiniones de los grupos de interés y en colaboración con todas las unidades de Repsol YPF. Las principales novedades estratégicas de este nuevo plan transversal respecto al anterior son el respeto y la promoción de los derechos humanos, el fomento de la transparencia y la lucha contra la corrupción, el incremento del grado de inserción en la comunidad y el trabajo con la cadena de valor de la compañía para fomentar las prácticas responsables entre socios, distribuidores, proveedores y contratistas.

Durante 2009 se constituyó el nuevo Comité de Responsabilidad Corporativa, que está presidido por la Dirección de Relaciones Institucionales y Responsabilidad Corporativa e integrado por directivos de las principales unidades corporativas y de negocio de la compañía: Compras y Contrataciones, Comunicación, Downstream, la Fundación Repsol, Gobierno Corporativo, Personas y Organización, Relación con Inversores, Seguridad y Medio Ambiente, YPF y Upstream. El Comité de Responsabilidad Corporativa aprobó en 2009 los programas estratégicos del nuevo Plan Director de Responsabilidad Corporativa. Durante el ejercicio también se dio luz verde a la constitución de Comités de Responsabilidad Corporativa en los principales países en los que opera Repsol, como España, Argentina, Bolivia, Ecuador y Perú.

Durante 2009 se desarrolló el borrador de la nueva Norma de Función de la Responsabilidad Corporativa de Repsol YPF, que será aprobada y puesta en marcha en 2010. Esta norma comprende el nuevo Sistema de Gestión de la Responsabilidad Corporativa de la compañía, con aplicación en todos los niveles de la misma: corporativo, país y operación. El sistema de gestión de la Responsabilidad Corporativa consta de cuatro fases enlazadas por la dinámica de la mejora continua: el diálogo con los grupos de interés; el análisis de oportunidades y riesgos éticos y socioambientales; la definición e implementación de acciones para potenciar las oportunidades y mitigar los riesgos éticos y socioambientales, y la medición del avance.

En 2009 se continuó ampliando la formalización de compromisos ante nuestros grupos de interés mediante la aprobación de la Norma de Actuación en la Relación con Comunidades Indígenas, que desarrolla la política aprobada en 2008 y que es de aplicación en todo nuevo proyecto. Esta norma incluye también un compromiso relativo a las operaciones en curso. En estas últimas, se realizará un estudio con la participación de, al menos, dos agentes sociales (ONG), a partir del cual se determinarán las acciones que se deberán emprender en el caso de que se detecten áreas de mejora en la relación de la compañía con las comunidades indígenas de cada zona. Durante el último trimestre de 2009 se trabajó en el desarrollo de las bases de este estudio que comenzará en 2010.

Los avances de la compañía en materia de Responsabilidad Corporativa fueron reconocidos nuevamente en 2009. Repsol volvió a ser incluida en los selectivos Dow Jones Sustainability, tanto en el índice mundial como en el europeo, al que tan sólo pertenecen cinco empresas petroleras. La compañía fue calificada como “Best in class” del sector Oil & Gas en la dimensión social. Asimismo, la permanencia en el índice FTSE4Good avaló un año más el compromiso de Repsol con la creación de valor a largo plazo.

A través de sus fundaciones, Repsol contribuye al desarrollo económico, social y cultural de los países en los que está presente. El trabajo realizado durante 2009 pone de manifiesto el firme compromiso de la compañía con el desarrollo de las sociedades en las que opera. Durante el ejercicio, la Fundación Repsol, la Fundación YPF y la Fundación Repsol YPF del Ecuador pusieron en marcha programas centrados en desarrollo comunitario, investigación, formación, educación, cultura y acción social. Estas entidades son, por tanto, uno de los motores de la responsabilidad social de la compañía.

## **FUNDACIÓN REPSOL**

A través de sus programas y proyectos, la Fundación Repsol actúa en aquellas áreas en las que puede realizar una mayor aportación a la sociedad, como la

energía y el medio ambiente, la acción social y cultural, la educación y la investigación. En el ámbito de la energía y el medio ambiente, los proyectos de la Fundación buscan la mejora de la sostenibilidad de las fuentes de energía, de la gestión de los recursos y la reducción de los efectos sobre el clima y el medio ambiente.

En diciembre de 2009, la Fundación Repsol presentó su Observatorio de Energía, una iniciativa que nace como muestra de su compromiso para impulsar un nuevo modelo energético más competitivo y sostenible, y que asegure el máximo nivel de bienestar social. La primera acción del observatorio ha consistido en un trabajo multidisciplinar que aborda la eficiencia energética conjugando aspectos técnicos y sociológicos, y el desarrollo de dos novedosos índices: el Índice Repsol de Eficiencia Energética, que explica los factores que determinan la evolución de la eficiencia energética en España desde un punto de vista técnico; y el Indicador Social Repsol de Eficiencia Energética, que refleja los conocimientos, actitudes y comportamientos de los ciudadanos españoles ante el ahorro y la eficiencia energética.

En el ámbito de la integración social, la Fundación trabaja en diferentes iniciativas, como ciclos de formación, talleres literarios y actividades deportivas, que faciliten a las personas con capacidades diferentes su integración laboral, social y cultural. También promueve foros de encuentro para compartir experiencias y profundizar en un mejor conocimiento de las necesidades de estos colectivos.

Como muestra de su compromiso con la innovación y la investigación, la Fundación presentó en junio de 2009 en San Sebastián un encuentro neurocientífico internacional sobre el cerebro en movilidad, denominado Brain in Motion, que reunió a los más prestigiosos científicos e investigadores en la materia.

En el área de educación y formación, la Fundación colabora con diversas instituciones del ámbito educativo y social, mantiene convenios con universidades, escuelas y asociaciones, y contribuye, a través de la Cátedra

Repsol de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de la de Ingenieros de Minas, a la acción formativa de postgrado y la investigación.

En su apuesta por la investigación científica española y la difusión del conocimiento, la Fundación Repsol apoya el proyecto de la Fundación Atapuerca, que se centra en las excavaciones y estudios científicos que se llevan a cabo en los yacimientos de Atapuerca, Patrimonio de la Humanidad y referencia obligada para el estudio de la evolución humana en Europa.

Entre los proyectos desarrollados en 2009, la Fundación Repsol puso en marcha el proyecto “Muévete y Respeta” (Ciudadano R), con el objetivo de contribuir al desarrollo de la comunidad y a una mejor convivencia ciudadana. Se trata de un proyecto que promueve valores de respeto, responsabilidad y solidaridad entre los ciudadanos.

La Fundación Repsol considera que la cultura es un factor más de integración que contribuye al desarrollo de la comunidad y al progreso y bienestar de la sociedad. Su colaboración con museos, instituciones y otras fundaciones de carácter cultural acercan la música, el teatro, el arte y la literatura al conjunto de la ciudadanía.

También desarrolla actividades en otros países, con programas de desarrollo comunitario adecuados a las necesidades de cada zona. Entre otras actuaciones, en Ecuador promueve un programa de microfinanzas para mujeres con bajos ingresos procedentes de zonas rurales y excluidas de los sistemas financieros formales.

En Perú, la Fundación Repsol colabora con la Fundación Ayúdales a Vivir en el proyecto de construcción y mejora de la Universidad Laboral de Pachacútec, dirigido a jóvenes con escasos recursos y que tiene como finalidad facilitarles una capacitación profesional adecuada.



## **FUNDACIÓN YPF**

Desde su creación en 1996, la Fundación YPF trabaja en el desarrollo de iniciativas relacionadas con la educación, la investigación científica, la preservación del patrimonio, la difusión de la cultura y la protección del medio ambiente.

En el campo de la educación, durante 2009 concedió más de 500 becas con el objetivo de preparar a las jóvenes generaciones en el campo de la ciencia y la tecnología; e implementó un programa de fortalecimiento de escuelas técnicas en 32 instituciones de Neuquén, Mendoza, Santa Cruz, Chubut y Buenos Aires. El programa apunta a la capacitación docente en tres áreas de conocimiento: matemáticas, ciencia y tecnología aplicada a la industria. También se diseñó y desarrolló la campaña “Ciencia y tecnología en movimiento”, que consistía en un trailer dividido en tres módulos: derivados del petróleo, una maqueta que explica el funcionamiento de una refinería y un juego interactivo que invita a tomar conciencia de cómo nuestra conducta cotidiana y, especialmente, el consumo personal afectan al medio ambiente.

En el ámbito del desarrollo sostenible, en 2009 se coordinaron proyectos de investigación, educación y sensibilización ambiental para mejorar la protección y conservación del entorno y de la biodiversidad.

Asimismo, se impulsaron programas educativos de concienciación, como “La hora del planeta”, una iniciativa mundial promovida en Argentina por la Fundación Vida Silvestre que pretende demostrar que es posible una acción conjunta contra el cambio climático.

Con el Banco Mundial, se gestionó el concurso Eco Compromiso 2009 para el fortalecimiento de proyectos que proponen soluciones innovadoras para mejorar las condiciones ambientales.

A partir de un convenio firmado en agosto, se trabajó junto a Parques Nacionales en la preservación de la biodiversidad, la recuperación de áreas y la reforestación con especies nativas.

Con el fin de mejorar la inclusión laboral y social, un total de 445 personas fueron capacitadas en las especialidades de cañería, soldadura, obra civil, electricidad industrial y seguridad e higiene.

Con el objetivo de promover la cultura, la Fundación YPF presentó el Primer Concurso Internacional de Violín de Buenos Aires 2010; inició el ciclo cultural Fundación YPF, cuyo objetivo es facilitar el acceso a espectáculos artísticos, especialmente en los lugares donde la empresa tiene sus operaciones; y lanzó el Programa de Formación para Jóvenes Artistas Visuales, desarrollado junto a la Universidad Torcuato Di Tella.

## **FUNDACIÓN REPSOL YPF DEL ECUADOR**

Para profundizar en su firme compromiso social, Repsol YPF decidió voluntariamente crear una fundación en Ecuador con el objetivo principal de trabajar por el desarrollo de las comunidades indígenas y mestizas ubicadas en territorios de influencia indirecta del bloque 16. La Fundación Repsol YPF del Ecuador se fundó el 11 de mayo de 2001.

A partir de un estudio de las condiciones socioeconómicas y culturales de la zona, se identificaron tres líneas prioritarias de intervención para mejorar las condiciones de vida de la población. La primera se relaciona con la educación y la inserción laboral; la segunda está orientada a la salud y la salubridad; y la tercera se refiere al fortalecimiento de las capacidades productivas y comerciales a nivel micro y local.

En 2009, la Fundación Repsol YPF del Ecuador participó en 25 proyectos de desarrollo social. De éstos, cabe señalar que 11 fueron ejecutados durante el ejercicio, mientras que los 14 restantes fueron proyectos en seguimiento, en los

que predominaron las labores de acompañamiento y asistencia técnica. Dentro de la fundación existe el convencimiento de que la sostenibilidad de las iniciativas apoyadas requiere de una inyección de fondos, pero una vez finalizado este proceso, es preciso seguir acompañando los proyectos a través de un seguimiento continuado hasta conseguir su total autonomía.

Un total de 13.235 personas se beneficiaron de la programación desarrollada por la Fundación Repsol YPF del Ecuador con fondos propios o con los recursos aportados por las entidades contrapartes, aliados estratégicos de la fundación y las propias comunidades.

Se mantiene el esfuerzo de generar propuestas para buscar financiación adicional, con la perspectiva de conseguir que entidades de cooperación multilateral y otras empresas se sumen a las iniciativas de apoyo a proyectos de desarrollo social y ambiental.

## COMUNICACIÓN

Para Repsol, la transparencia y la cercanía en las relaciones con los diferentes grupos de interés de la compañía son el pilar fundamental de su estrategia de comunicación. Hoy en día, la sociedad demanda información accesible, por lo que Repsol no duda en atender esta necesidad de la forma más fluida y veraz posible, a través de distintas herramientas.

### **Accionistas e inversores**

Estos colectivos tienen a su disposición numerosos medios para conocer el día a día de la compañía. Repsol cuenta desde su salida a Bolsa en 1989 con la Oficina de Información al Accionista (OIA) y con la Dirección de Relación con Inversores, a través de las cuales atiende a sus accionistas, inversores institucionales y analistas bursátiles.

Para facilitar las necesidades de información de los accionistas, Repsol pone a su disposición la OIA, en la que los accionistas, bien personándose en sus instalaciones, a través del teléfono gratuito 900 100 100 o mediante correo postal o electrónico, pueden solicitar cuanta información puedan necesitar. La OIA atendió durante 2009 unas 64.000 llamadas (una media de 242 al día) y cerca de 300 correos electrónicos de accionistas que solicitaban información. Las consultas más habituales en 2009 se centraron en la cotización de la acción, la Junta General, la política y las fechas de pago de dividendos y los hechos relevantes de la compañía.

Además, en la página web corporativa ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)) se puede acceder a toda la información relevante sobre la compañía, así como a contenidos específicos en el apartado “Información para accionistas e inversores”, que en 2009 tuvo más de 219.213 visitas. El portal también cuenta con una dirección de correo electrónico ([infoaccionistas@repsol.com](mailto:infoaccionistas@repsol.com)) a la que se pueden dirigir consultas y solicitar publicaciones. En 2009 se recibieron en este buzón cerca de 500 correos electrónicos en los que básicamente se solicitaba información sobre Repsol.

La Dirección de Relación con Inversores se comunica de forma fluida con los inversores institucionales y analistas bursátiles. A lo largo del ejercicio se realizaron 15 roadshows globales (encuentros de directivos de la compañía con inversores institucionales internacionales) y 300 one-on-one (entrevistas personales con inversores y analistas financieros). Asimismo, Repsol programó diversas conferencias sectoriales, tanto en Europa como en Estados Unidos, a las que acudieron numerosos inversores institucionales. La Dirección de Relación con Inversores también organizó en Londres y Madrid el Día de los Analistas, evento que tuvo una gran acogida, ya que acudieron casi la totalidad de los 38 analistas que siguen la evolución de la compañía.

### **Medios de comunicación**

La política de relaciones con los medios de comunicación de Repsol se basa en los principios de transparencia, inmediatez, rigor y veracidad de la información que se transmite. La compañía trabaja siempre para que las demandas de información de los periodistas sean respondidas con la mayor rapidez posible, manteniendo un contacto fluido y continuo con los medios, que se considera fundamental para poder transmitir la evolución, actividad y gestión de una compañía que está presente en más de 30 países.

La Dirección Corporativa de Comunicación de Repsol atiende a diario a medios generalistas y especializados, tanto del ámbito internacional como nacional, regional y local, para informar de todo aquello que los profesionales de este sector necesitan. Además, se mantiene una estrecha relación con los medios locales de aquellos lugares donde se emplazan los complejos industriales de la compañía.

Las principales actividades e iniciativas de Repsol se comunican a todos los medios de comunicación a través de comunicados de prensa. Repsol distribuyó en 2009 más de 100 notas de prensa sólo en España, a las que se unen otras difundidas por los complejos industriales en el ámbito local y las emitidas en los países donde opera la compañía.

Para reforzar la relación con los medios de comunicación se organizan ruedas de prensa, reuniones informativas específicas y viajes. En 2009 destacaron las realizadas con motivo de la Junta General de Accionistas (14 de mayo), para presentar los resultados del ejercicio de 2008 (26 de febrero) y para explicar la evolución reciente y los últimos resultados del área de Exploración (11 de febrero). En noviembre de 2009, una amplia representación de medios de comunicación viajó a Brasil para conocer de primera mano la actividad de exploración y producción de Repsol en ese país sudamericano.

La página web de la compañía dispone de un espacio específico, la sala de prensa, que permite acceder de modo inmediato a información del Grupo. A través de este espacio se ponen a disposición de los medios de comunicación y del público en general los comunicados de prensa emitidos por Repsol, así como publicaciones, imágenes y todo tipo de información relevante sobre la compañía. También se dispone de herramientas de gran utilidad, como un glosario de términos.

Repsol cuenta con un buzón de prensa ([prensa@repsol.com](mailto:prensa@repsol.com)) que facilita la relación con los distintos medios de comunicación. A través de este canal se atendieron durante 2009 más de 4.500 consultas y peticiones de información.

### **Repsol en Internet**

Para Repsol, el portal [www.repsol.com](http://www.repsol.com) es una importante herramienta de comunicación. En 2009, la compañía renovó su web corporativa con un diseño atractivo, vanguardista y más accesible para todos sus públicos, y una amplia oferta de contenidos innovadores, servicio multimedia y herramientas de alto valor añadido. El nuevo [repsol.com](http://repsol.com) refuerza el liderazgo de la comunicación digital de Repsol y su relevancia en la estrategia de comunicación del Grupo.

Con este nuevo impulso, [repsol.com](http://repsol.com) consolida una sólida trayectoria en Internet. En 2009 alcanzó los 70 millones de páginas vistas y los 5 millones de visitas mensuales, y recibió nuevos reconocimientos: “Mejor empresa en el sector energía y utilities 2009”, concedido por Cap Gemini; y el VII Premio AECA (Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas) a

la empresa del Ibex 35 con mejor información financiera en Internet. Por sexto año consecutivo, Repsol es la primera empresa española y se mantiene entre las diez mejores compañías europeas en este ámbito según la consultora internacional Hallvarsson&Halvarsson, que mide la efectividad y transparencia en webs corporativas.

La calidad y actualización de los contenidos en todas sus áreas, la incursión en el mundo de las redes sociales y la capacidad de adaptación a las demandas de los usuarios y a los nuevos tiempos han permitido que el portal de Repsol haya consolidado su liderazgo en transparencia y comunicación online en España y Europa durante 2009.

## GESTIÓN DE MARCA E IDENTIDAD CORPORATIVA

La marca Repsol alcanzó en 2009 su máximo reconocimiento al ser galardonada con el Gran Premio en la IV edición de los Premios Centro de la Marca, organizados por la prestigiosa escuela de negocios ESADE. Estos galardones son los primeros en España que se otorgan a partir del análisis de las mejores prácticas en estrategias de marca. Entre los argumentos esgrimidos por el jurado destacan:

- ▶ La fuerte presencia de marca en más de 100 países de los cinco continentes y su consolidación como el instrumento integrador de las distintas empresas que componen el grupo.
  
- ▶ La estrategia global de marca, que ha potenciado la posición multinacional del grupo, y cuyo objetivo es la creación de valor para los distintos grupos de interés.
  
- ▶ El papel de la marca como vehículo de difusión de la cultura del grupo, consiguiendo una identidad común en equilibrio con las identidades locales de los distintos mercados en los que opera.
  
- ▶ La marca como eje principal de comunicación dentro y fuera del grupo.

Repsol también consiguió situarse en 2009 entre las diez mejores marcas españolas en el ranking que bianualmente publica Interbrand, empresa referente a nivel mundial en valoración de marcas. En la edición de 2009, la marca Repsol incrementó su valor gracias a su presencia internacional y a su relevancia en mercados como España, Portugal y Latinoamérica; a la consistencia de la aplicación de la marca en los diferentes puntos de contacto con los grupos de interés; al patrocinio en el mundo del motor, como apoyo a la estrategia de negocio de la compañía; y al giro en la estrategia de comunicación hacia la sostenibilidad.



## **Nuevas demandas sociales**

En la actualidad, la gestión de la marca en Repsol se basa en los aprendizajes y logros del pasado y en el compromiso de la compañía con el futuro. En este sentido, las nuevas demandas sociales, como el respeto por el medio ambiente, la sostenibilidad y la responsabilidad social, se han convertido en criterios determinantes en las decisiones actuales de compra. Las expectativas de la sociedad hacia las acciones responsables de las grandes compañías son ahora mucho más exigentes. Los consumidores están muy informados, son críticos y escépticos, y exigen mayor honestidad y transparencia en la comunicación. Además, las nuevas formas de comunicación existentes y las áreas de actividad donde se moverá la compañía en los próximos años, demandan una evolución.

La política de marca basada en la concentración de esfuerzos de comunicación en una sola marca, con una única versión gráfica y una única voz, ha alcanzado el objetivo de fortalecer el valor de la misma. No obstante, en 2009 se dieron los primeros pasos en la evolución de la marca, conforme a las nuevas tendencias. De este modo y con el objetivo de desarrollarla en los nuevos entornos que la sociedad demanda, se ha comenzado a desarrollar una nueva estrategia de marca que permita una mayor versatilidad, credibilidad y adaptación a actividades emergentes de la compañía, en consonancia con los intereses perseguidos por nuestra sociedad en un momento marcado por el desarrollo sostenible y la innovación como principales focos de atención para la próxima década.

A través de un concurso de ideas, en el que participaron las principales empresas expertas en diseño y consultoría de branding, se han definido las líneas generales de esa nueva estrategia de marca, así como los desarrollos necesarios para su implementación.

La evolución de la marca Repsol no es un hecho aislado, sino que forma parte de una estrategia global, donde se han establecido las nuevas directrices de comunicación en función de los retos sociales y económicos actuales, un nuevo

posicionamiento para la compañía y las líneas estratégicas de comunicación publicitaria.

## **PATROCINIO DEPORTIVO**

Durante el año 2009, Repsol participó en competiciones del más alto nivel, como el Campeonato del Mundo de Motociclismo, por tratarse de los mejores bancos de pruebas para sus carburantes y lubricantes, que de esta manera se exponen a las situaciones más extremas. Precisamente, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición es lo que permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y desarrollo de productos capaces de responder a las expectativas de sus clientes.

Siguiendo la trayectoria habitual, la temporada 2009 fue excepcional en lo relativo a títulos mundiales obtenidos por los pilotos de Repsol, que participaron en competiciones internacionales. Se logró el triunfo en el Campeonato del Mundo de Trial outdoor en categoría femenina, y se obtuvo ese mismo título y el del Campeonato del Mundo de Trial indoor en la categoría masculina. También se consiguió el título de campeones del mundo, individual y por equipos, en el Mundial de Turismos, lo que suma cinco entorchados mundiales que se agregan al extenso palmarés de Repsol.

Durante 2009 destacó la participación de Repsol en el Campeonato del Mundo de Turismos (WTCC). En su sexta edición, esta competición se posicionó como la segunda prueba automovilística en importancia a nivel mundial, sólo superada por la Formula 1. La victoria de Gabriele Tarquini y la obtenida por equipos con Seat fueron un gran escaparate internacional para la marca Repsol, otro de los atributos, junto al desarrollo de carburantes y lubricantes, por el que la compañía apuesta por el patrocinio deportivo.

En el Mundial de Motociclismo, el piloto de Repsol Marc Marquez, de 17 años, confirmó su candidatura para formar parte de la élite de esta disciplina, demostrando sus cualidades, tanto deportivas como humanas, algo que Repsol siempre valora en sus representantes deportivos, además del rigor y la profesionalidad. En MotoGP, la máxima categoría, Dani Pedrosa hizo una temporada de menos a más, debido a un mal comienzo por las lesiones.

### **Con los mejores del mundo**

En trial, Toni Bou ratificó su posición de líder indiscutible de la especialidad al revalidar sus dos títulos mundiales, mientras que Laia Sanz se mantuvo en la cima en la categoría femenina, consiguiendo su novena corona mundial.

El año 2009 no pudo empezar mejor para Repsol. El piloto Marc Coma ganó la primera edición sudamericana del Rally Dakar gracias a un excelente trabajo en equipo.

Repsol también es una compañía comprometida con el deporte olímpico a través de su colaboración en el plan ADO, que ayuda a muchos jóvenes a cumplir su sueño de participar en unos Juegos Olímpicos.

En su apuesta por la excelencia, Repsol volverá a estar presente en 2010 en los escenarios deportivos tecnológicamente más avanzados, como el Campeonato del Mundo de Motociclismo, que arranca en abril en el circuito de Losail (Qatar). Y, de nuevo, apoyará a pilotos de renombre internacional, como Dani Pedrosa, y a jóvenes promesas, como Marc Márquez, entre otros deportistas.

## **NUEVA SEDE DE REPSOL**

La construcción de la nueva sede de Repsol comenzó en noviembre de 2008 y durante 2009 los trabajos avanzaron a buen ritmo. El proyecto ha sido encargado al estudio del arquitecto español Rafael de La-Hoz.

En una primera fase de trabajos, se demolieron las instalaciones existentes en los terrenos de la antigua sede de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) y se procedió a la excavación de la parcela situada en el número 44 de la calle Méndez Álvaro de Madrid. Se movieron 300.000 m<sup>3</sup> de tierras, se ejecutó el muro-pantalla y, además, se finalizó la totalidad de la cimentación.

A partir de septiembre de 2009, empezó la segunda fase con la incorporación de Sacyr SAU, el contratista general. A 31 de diciembre de 2009 se estaba finalizando la construcción de la estructura bajo rasante en los casi 60.000 m<sup>2</sup> de sótanos y se comenzaba a ejecutar la estructura sobre rasante, paso previo a la instalación de los 111 marcos estructurales de acero que ofrecerán una de las imágenes más características del edificio.

### **Participación de los trabajadores**

En paralelo a los trabajos de construcción, en 2009 se resolvió el concurso para el desarrollo del proyecto de habilitación interior, que abarca todos los puntos relacionados con la ordenación, dotación y decoración de los espacios de oficinas y servicios. El contrato se adjudicó a la unión de empresas integrada por Aguirre Newman y Enrica Rosellini. A finales del ejercicio, el proyecto básico para la habilitación interior estaba prácticamente finalizado. En este último proceso participan tanto los responsables del proyecto dentro de la compañía como un grupo de empleados de otras áreas que realizan aportaciones y sirven de nexo con el resto de la organización.

La futura sede del Grupo Repsol contará con una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. También dispondrá de dos plantas subterráneas de instalaciones y un aparcamiento con capacidad para unos 1.800 vehículos.

El proyecto incluye más de 5.000 m<sup>2</sup> donde se ofrecerán servicios a los empleados. Los edificios conformarán un anillo que permitirá disfrutar de un gran jardín arbolado de casi 10.000 m<sup>2</sup>. Además, en el perímetro del campus empresarial se creará una nueva zona verde. Desde la fase de diseño del proyecto, Repsol ha apostado por la sostenibilidad. Se prevé que la construcción de la nueva sede social de Repsol concluya en el año 2011.

## **CONTENIDO ADICIONAL DEL INFORME DE GESTIÓN**

*(Conforme a lo dispuesto en el artículo 116 bis  
de la Ley del Mercado de Valores)*

**A. Estructura del capital, incluidos los valores que no se negocien en un mercado regulado comunitario, con indicación, en su caso, de las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera y el porcentaje de capital que represente.**

El Capital Social de Repsol YPF, S.A. es actualmente de 1.220.863.463 euros, representado por 1.220.863.463 acciones, de 1 euro de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas, pertenecientes a una misma clase y, en consecuencia, con los mismos derechos y obligaciones.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas en su totalidad a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia), de Nueva York (New York Stock Exchange) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires).

**B. Cualquier restricción a la transmisibilidad de valores.**

En virtud de lo establecido en la Disposición Adicional 11ª de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

La Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que el Reino de España, al imponer

este requisito, ha incumplido las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 (libertad de establecimiento) y 56 (libertad de movimientos de capitales) del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea.

### **C. Participaciones significativas en el capital, directas o indirectas.**

A la última fecha disponible, las participaciones más significativas en el capital social de Repsol YPF eran las siguientes:

<b>Accionista</b>	<b>% total sobre el capital social</b>
Sacyr Vallehermoso, S.A. <sup>(1)</sup>	20,01
Criteria Caixa Corp. <sup>(2)</sup>	14,31
Petróleos Mexicanos <sup>(3)</sup>	4,81

(1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.

(2) Criteria Caixa Corp. ostenta un 9,28% de forma directa y un 5,02% de forma indirecta a través de Repinves, S.A. (sociedad participada por Criteria Caixa Corp. en un 67,60%).

(3) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras a través de los cuales se facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 4,81% del capital social de la Compañía.

Adicionalmente, las entidades Barclays Global Investors, NA, Barclays Global Investors, Ltd., Barclays Global Fund Advisors y Barclays Global Investors (Deutschland) AG, informaron a la CNMV en enero de 2008 de la existencia de un acuerdo de ejercicio concertado del derecho de voto en Repsol YPF por una participación del 3,22%. El pasado 4 de febrero de 2010, la entidad Blackrock, Inc. notificó a la CNMV que, como consecuencia de la adquisición el 1 de



diciembre de 2009 del negocio de Barclays Global Investors, había pasado a tener una participación indirecta en el capital social de Repsol YPF, S.A. del 3,539% (43.213.390 acciones) a través de la sociedad Blackrock Investment Management (UK).

#### **D. Cualquier restricción al derecho de voto.**

□ El artículo 27 de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establece que el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista, o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo, será del 10% del Capital Social con derecho a voto.

□ Por otro lado, el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiendo por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.

Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:

- Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el Capital Social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.

- Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del Capital Social de otro operador principal del mismo mercado.

Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus

sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.

La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

#### **E. Pactos parasociales.**

No se ha comunicado a Repsol YPF, S.A. pacto parasocial alguno que incluya la regulación del ejercicio del derecho de voto en sus juntas generales o que restrinjan o condicionen la libre transmisibilidad de las acciones de Repsol YPF, S.A.

#### **F. Normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de administración y a la modificación de los estatutos sociales.**

- *Nombramiento*

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros las personas incursas en las prohibiciones del artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas y las que resulten incompatibles según la legislación vigente.

Tampoco podrán ser consejeros de la Sociedad las personas y entidades que se hallen en situación de conflicto permanente de intereses con la Sociedad,

incluyendo las entidades competidoras, sus administradores, directivos o empleados y las personas vinculadas o propuestas por ellas.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuadas al ejercicio de sus funciones.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de dicha Comisión, en el caso de los restantes consejeros.

- *Reelección*

Corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los consejeros propuestos a reelección.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de dicha Comisión, en el caso de los restantes consejeros.

- *Cese*

Los consejeros cesarán en su cargo cuando haya transcurrido el periodo para el que fueron nombrados (salvo que sean reelegidos) y en los demás supuestos previstos en la Ley, los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración cuando se produzca alguna de las circunstancias siguientes:

a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o la Comisión de Auditoría y Control por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

1. Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

2. Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.

- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en los párrafos anteriores; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas en el Reglamento del Consejo merced a las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes de resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

- *Modificación de los Estatutos Sociales*

Los Estatutos de Repsol YPF, S.A., disponibles en su página web ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)), no establecen condiciones distintas de las contenidas en la Ley de Sociedades Anónimas para su modificación, con excepción de la modificación del último párrafo del artículo 27, relativo al número máximo de votos que puede emitir en la Junta General un accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo. Dicho acuerdo, así como el acuerdo de modificación de esta norma especial contenida en el último párrafo del artículo 22 de los Estatutos requieren, tanto en primera como en segunda convocatoria,

el voto favorable del 75% del capital social con derecho de voto concurrente a la Junta General.

**G. Poderes de los miembros del Consejo de Administración y, en particular, los relativos a la posibilidad de emitir o recomprar acciones.**

La Junta General Ordinaria de Accionistas de la celebrada el 31 de mayo de 2005 acordó autorizar al Consejo de Administración para aumentar el Capital Social, en una o varias veces, durante un plazo de 5 años, en la cantidad máxima de 610.431.731 euros (aproximadamente, la mitad del actual Capital Social), mediante la emisión de nuevas acciones cuyo contravalor consistirá en aportaciones dinerarias.

Asimismo, la Junta General Ordinaria de Accionistas de la sociedad, celebrada el 14 de mayo de 2009, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones propias, en los términos indicados anteriormente en el apartado “Situación financiera” de este Informe de Gestión.

Finalmente, además de las facultades reconocidas en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo al Presidente y a los Vicepresidentes del Consejo, los Consejeros Ejecutivos tienen otorgados a su favor sendos poderes generales de representación de la Sociedad, conferidos por el Consejo de Administración, y que se hallan debidamente inscritos en el Registro Mercantil de Madrid.

**H. Acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos, excepto cuando su divulgación resulte seriamente perjudicial para la sociedad. Esta excepción no se aplicará cuando la sociedad esté obligada legalmente a dar publicidad a esta información.**

La Compañía participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o *joint ventures* con otras compañías petroleras, tanto

públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la Compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona ("la Caixa") relativos a Gas Natural SDG, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol YPF y Gas Natural SDG, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 y el Acuerdo de Socios entre Repsol YPF y Gas Natural SDG relativo a Repsol-Gas Natural LNG, S.L. contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

**I. Acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición.**

- *Consejeros Ejecutivos*

El presidente y el Consejero Secretario General tienen derecho a percibir una Compensación Económica Diferida en el caso de extinción de su relación con la sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia

de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia, sin causa que la fundamente, entre las previstas en el propio contrato. La cuantía de la indemnización por extinción de la relación será de tres anualidades de retribución monetaria total.

- *Directivos*

El Grupo Repsol YPF tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente.

En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal.

El importe de las indemnizaciones es calculado en función de la edad, antigüedad y salario del Directivo, excepto en un supuesto, en el que está establecida en tres anualidades de la retribución monetaria total.

Información adicional sobre esta materia se detalla en la nota 33 de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Repsol YPF.



# INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

FECHA FIN DE EJERCICIO: 31/12/2009

C.I.F.: A-78374725

Denominación social: REPSOL YPF, S.A.

## MODELO DE INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

Para una mejor comprensión del modelo y posterior elaboración del mismo, es necesario leer las instrucciones que para su cumplimentación figuran al final del presente informe.

### A - ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

Fecha de última modificación	Capital Social (euros)	Número de acciones	Número de derechos de voto
15/12/2000	1.220.863.463,00	1.220.863.463	1.220.863.463

Indiquen si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

NO

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su entidad a la fecha de cierre de ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos(*)	% sobre el total de derechos de voto
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	0	244.294.779	20,010
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	0	174.645.246	14,305
PETROLEOS MEXICANOS	0	58.679.800	4,806
BLACKROCK, INC.	0	43.213.390	3,540

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	SACYR VALLEHERMOSO PARTICIPACIONES MOBILIARIAS, S.L.	244.294.779	20,010
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	CRITERIA CAIXACORP, S.A.	113.329.831	9,283
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	REPINVES, S.A.	61.315.415	5,022
PETROLEOS MEXICANOS	ENTIDADES FINANCIERAS	58.679.799	4,806
PETROLEOS MEXICANOS	PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	1	0,000
BLACKROCK, INC.	BLACKROCK INVESTMENT MANAGEMENT	43.213.390	3,540

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
BLACKROCK, INC.	01/12/2009	Se ha superado el 3% del capital Social

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	205.621	0	0,017
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	1.000	0	0,000
DON ISIDRO FAINE CASAS	242	0	0,000
DON ARTUR CARULLA FONT	20.655	0	0,002
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	7.376	0	0,001
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	50	0	0,000

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	0	17.200	0,001
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	50	48.200	0,004
DON JUAN ABELLO GALLO	1.000	81.926	0,007
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	242	0	0,000
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	5.816	1.832	0,001
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	100	0	0,000
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	1	0	0,000
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	5.950	0	0,000
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	1.665	0	0,000

% total de derechos de voto en poder del consejo de administración	0,033
--	-------

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad:

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

A.5 Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

**Tipo de relación :**

Societaria

**Breve descripción :**

Repsol YPF participa con Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (accionista de control de Critería CaixaCorp, S.A.) en Gas Natural SDG, S.A., sociedad que tiene por objeto, entre otras actividades, el suministro, producción conducción y distribución de cualquier tipo de combustible. Asimismo, Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona tienen suscrito un acuerdo relativo

a Gas Natural SDG, S.A., calificado por ambas entidades como una situación de concertación comunicada a la CNMV.

Nombre o denominación social relacionados
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en el art. 112 de la LMV. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

NO

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

NO

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

Las entidades Barclays Global Investors, NA, Barclays Global Investors, Ltd., Barclays Global Fund Advisors y Barclays Global Investors (Deutschland) AG, informaron a la CNMV en enero de 2008 de la existencia de un acuerdo de ejercicio concertado del derecho de voto en Repsol YPF por una participación del 3,22%. El pasado 4 de febrero de 2010, la entidad Blackrock, Inc. notificó a la CNMV que, como consecuencia de la adquisición el 1 de diciembre de 2009 del negocio de Barclays Global Investors, había pasado a tener una participación indirecta en el capital social de Repsol YPF, S.A. del 3,539% (43.213.390 acciones) a través de la sociedad Blackrock Investment Management (UK).

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

NO

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocartera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirectas (*)	% total sobre capital social
0	0	0,000

(\*) A través de:

<b>Total</b>	0
--------------	---

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

<b>Plusvalía/(Minusvalía) de las acciones propias enajenadas durante el periodo (miles de euros)</b>	4.958
--	-------

A.9 Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la Junta al Consejo de Administración para llevar a cabo adquisiciones o transmisiones de acciones propias.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada, en segunda convocatoria, el 14 de mayo de 2009, adoptó, en su cuarto punto del Orden del Día, el acuerdo que se transcribe a continuación:

‘Primero. Autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 5% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

Las acciones propias adquiridas podrán destinarse a su entrega a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo o, en su caso, para satisfacer el ejercicio de derechos de opción de que aquéllos sean titulares.

Esta autorización queda supeditada al cumplimiento de todos los demás requisitos legales aplicables, tendrá una duración de 18 meses, contados a partir de la fecha de la presente Junta General, y deja sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2008.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 141.1 de la Ley de Sociedades Anónimas, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo.’

A.10 Indique, en su caso, las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto, así como las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social. Indique si existen restricciones legales al ejercicio de los derechos de voto:

SI

<b>Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por restricción legal</b>	3,000
--	-------

Indique si existen restricciones estatutarias al ejercicio de los derechos de voto:

SI

<b>Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por una restricción estatutaria</b>	10,000
--	--------

<b>Descripción de las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto</b>
<p>El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiéndose por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.</p> <p>Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el Capital Social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.</li><li>- Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del Capital Social de otro operador principal del mismo mercado.</li></ul> <p>Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.</p> <p>La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.</p> <p>Por otro lado, el artículo 27 de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establece que el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista, o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo, será del 10% del Capital Social con derecho a voto.</p>

Indique si existen restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social:

NO

A.11 Indique si la Junta General ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

NO

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

## B - ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

### B.1 Consejo de Administración

B.1.1 Detalle el número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos:

Número máximo de consejeros	16
Número mínimo de consejeros	9

B.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del Consejo:

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F. Primer nombram	F. Ultimo nombram	Procedimiento de elección
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	--	PRESIDENTE	23/07/1996	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	--	VICEPRESIDENTE 1º	29/11/2006	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON ISIDRO FAINE CASAS	--	VICEPRESIDENTE 2º	19/12/2007	14/05/2008	COOPTACIÓN
DON ARTUR CARULLA FONT	--	CONSEJERO	16/06/2006	16/06/2006	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	--	CONSEJERO	23/07/2003	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	--	CONSEJERO	29/12/2005	16/06/2006	COOPTACIÓN
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	--	CONSEJERO	16/06/2006	16/06/2006	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	--	CONSEJERO	31/01/2007	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON JUAN ABELLO GALLO	--	CONSEJERO	29/11/2006	09/05/2007	COOPTACIÓN



Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F. Primer nombram	F. Ultimo nombram	Procedimiento de elección
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	--	CONSEJERO	19/12/2007	14/05/2008	COOPTACIÓN
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	--	CONSEJERO	09/05/2007	09/05/2007	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	--	CONSEJERO	14/05/2009	14/05/2009	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	--	CONSEJERO	29/12/2005	16/06/2006	COOPTACIÓN
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	RAUL CARDOSO MAYCOTTE	CONSEJERO	26/01/2004	16/06/2006	COOPTACIÓN
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	--	CONSEJERO	09/05/2007	09/05/2007	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	--	SECRETARIO CONSEJERO	02/02/2005	14/05/2009	COOPTACIÓN

<b>Número total de consejeros</b>	16
-----------------------------------	----

Indique los ceses que se hayan producido durante el periodo en el Consejo de Administración:

Nombre o denominación social del consejero	Condición consejero en el momento de cese	Fecha de baja
DON ANTONIO HERNANDEZ-GIL ALVAREZ-CIENFUEGOS	INDEPENDIENTE	14/05/2009

B.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo y su distinta condición:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento	Cargo en el organigrama de la sociedad

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento	Cargo en el organigrama de la sociedad
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	PRESIDENTE EJECUTIVO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CONSEJERO, SECRETARIO GENERAL Y DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

Número total de consejeros ejecutivos	2
% total del consejo	12,500

#### CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
DON ISIDRO FAINE CASAS	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXACORP, S.A.
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
DON JUAN ABELLO GALLO	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXACORP, S.A.
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	PETROLEOS MEXICANOS

Número total de consejeros dominicales	6
% total del Consejo	37,500

#### CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

**Nombre o denominación del consejero**

DON ARTUR CARULLA FONT

**Perfil**

Barcelona, 1948. Licenciado en Ciencias Empresariales. Comienza su carrera profesional en 1972 en Arbora Ausonia SL donde ocupa varios cargos hasta llegar a Director General. En 1988 se incorpora a Agrolimen como Director de Estrategia. En 2001 es nombrado Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L., The Eat Out Group, S.L., Reserva Mont-Ferrat, S.A., y Arbora Ausonia, S.L.U.; Consejero de Quercus Capital Riesgo, S.G.E.C.R, RS, S.A., Consorcio de Jabugo, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Lluís Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar y Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona).

**Nombre o denominación del consejero**

DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ

**Perfil**

Sevilla, 1940. Licenciado en Ciencias Económicas y en Derecho. Inició su actividad profesional en Arthur Andersen Co. para ocupar posteriormente la Dirección General de la filial española de The Deltec Banking Corporation y la Dirección Financiera de Madridoil y Transportes Marítimos Pesados. En 1979 ingresó en el Grupo Repsol, en el que desempeñó diferentes puestos de responsabilidad. En 1989 fue nombrado Director Corporativo Financiero (Chief Financial Officer), cargo que desempeñó hasta concluir su carrera profesional en la compañía en 2003. Hasta el 31 de diciembre de 2005 fue miembro del Standard Advisory Council del IASB. Es Presidente de Casa de Alguacil Inversiones SICAV, S.A., Consejero de The Britannia Steam Ship Insurance Association, Ltd., Orobaena S.A.T. y Faes Farma, S.A.

**Nombre o denominación del consejero**

DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL

**Perfil**

París (Francia), 1949. Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de Sao Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeño el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Consejero de Ashmore Energy International, Presidente de Brenco - Companhia Brasileira de Energía Renovável, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Miembro del Consejo Asesor Internacional del Grupo Credit Agricole, y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

**Nombre o denominación del consejero**

DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR

**Perfil**

Pamplona (Navarra), 1951. Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Presidente del Banco Guipuzcoano, Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Abertis Infraestructuras, S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. y Celistics, L.L.C. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica de España, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo y Fundación Altuna, y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.

**Nombre o denominación del consejero**

DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA

**Perfil**

Arucas (Las Palmas), 1950. Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de

Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Domínguez, S.A., Testa Inmuebles en Renta, S.A., Eolia Renovables de Inversiones SCR, S.A. y Grupo Copo de Inversiones, S.A., y Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.

**Nombre o denominación del consejero**

DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL

**Perfil**

Barcelona, 1954. Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.

**Nombre o denominación del consejero**

DOÑA PAULINA BEATO BLANCO

**Perfil**

Córdoba, 1946. Doctora en Economía por la Universidad Complutense de Madrid y por la Universidad de Minnesota, Catedrática de Análisis Económico, Técnico Comercial y Economista del Estado. Fue Presidenta Ejecutiva de Red Eléctrica de España, Consejera de Campsa y de importantes entidades financieras. Ha sido economista principal en el Departamento de Desarrollo Sostenible del Banco Interamericano de Desarrollo y consultora en la División de Regulación y Supervisión Bancaria del Fondo Monetario Internacional. En la actualidad es asesora de la Secretaría General Iberoamericana, profesora de Análisis Económico en varias universidades y miembro del Consejo especial para la promoción de la Sociedad del Conocimiento en Andalucía.

**Nombre o denominación del consejero**

DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA

**Perfil**

Madrid, 1943. Licenciado en Ciencias Económicas, Profesor Mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Actualmente es Consejero de Gestevisión Telecinco, S.A., Consejero asesor de Exponencial-Agencia de Desarrollos Audiovisuales, S.L., Ambers Co y FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Patronato de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.

Número total de consejeros independientes	8
% total del consejo	50,000

**OTROS CONSEJEROS EXTERNOS**

Detalle los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya con sus accionistas.

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

B.1.4 Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 5% del capital.

**Nombre o denominación social del accionista**

PETROLEOS MEXICANOS

**Justificación**

Pemex Internacional España, S.A. fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A., con el carácter de Externo Dominical, a propuesta del accionista significativo Petróleos Mexicanos que ostenta actualmente el 4,8% de los derechos de voto de la Compañía. Petróleos Mexicanos ha ostentado una participación estable en el accionariado de la Compañía desde 1990, año en que propuso el nombramiento de su filial PMI Holdings, B.V. como Consejero de Repsol YPF, S.A.

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido.

NO

B.1.5 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al Consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el Consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

SI

**Nombre del consejero**

DON ANTONIO HERNANDEZ-GIL ALVAREZ-CIENFUEGOS

**Motivo del cese**

Hallándose próximo el vencimiento del plazo de su última reelección como Consejero (31 de mayo de 2009) así como el cumplimiento de doce años desde su incorporación al Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. (6 de junio de 2009), período máximo recomendado por el Código Unificado de Buen Gobierno para los Consejeros Independientes, el Sr. Hernández-Gil, con objeto de facilitar su sustitución por la Junta General de Accionistas de 14 de mayo de 2009, comunicó su decisión de renunciar a su cargo en las reuniones de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y del Consejo de Administración el 24 y el 25 de marzo de 2009, respectivamente. Dicha renuncia se hizo efectiva el 14 de mayo de 2009, en la reunión que el Consejo de Administración celebró con anterioridad al inicio de la Junta General de Accionistas.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 16.4 del Reglamento del Consejo, el Sr. Hernández-Gil entregó al Sr. Presidente carta explicativa de las razones de su dimisión, copia de la cuál se dio traslado al resto de Consejeros.

B.1.6 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

B.1.7 Identifique, en su caso, a los miembros del consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	YPF. S.A.	PRESIDENTE
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	YPF. S.A.	DIRECTOR TITULAR

B.1.8 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del Consejo de Administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores en España distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social consejero	Denominación social de la entidad cotizada	Cargo
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	GAS NATURAL SDG. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR VALLEHERMOSO. S.A.	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	CRITERIA CAIXACORP. S.A.	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	TELEFÓNICA. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	ABERTIS INFRAESTRUCTURAS. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	FAES FARMA. S.A.	CONSEJERO
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	CASA DEL ALGUACIL INVERSIONES SICAV. S.A.	PRESIDENTE
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	ACTIVIDADES DE CONSTRUCCIÓN Y SERVICIOS (ACS). S.A.	CONSEJERO
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	ABERTIS INFRAESTRUCTURAS. S.A.	CONSEJERO
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	GRUPO EMPRESARIAL ENCE. S.A.	CONSEJERO
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	BANCO GUIPUZCOANO. S.A.	PRESIDENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SACYR VALLEHERMOSO. S.A.	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	GAS NATURAL SDG. S.A.	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	CRITERIA CAIXACORP. S.A.	VICEPRESIDENTE

Nombre o denominación social consejero	Denominación social de la entidad cotizada	Cargo
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	ADOLFO DOMÍNGUEZ. S.A.	CONSEJERO
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	GESTEVISIÓN TELECINCO. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	COMPAÑIA LOGISTICA DE HIDROCARBUROS. S.A. (CLH)	CONSEJERO

B.1.9 Indique y en su caso explique si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

NO

B.1.10 En relación con la recomendación número 8 del Código Unificado, señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el Consejo en pleno se ha reservado aprobar:

La política de inversiones y financiación	SI
La definición de la estructura del grupo de sociedades	NO
La política de gobierno corporativo	SI
La política de responsabilidad social corporativa	SI
El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	SI
La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	SI
La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control	NO
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites	SI

B.1.11 Complete los siguientes cuadros respecto a la remuneración agregada de los consejeros devengada durante el ejercicio:

a) En la sociedad objeto del presente informe:

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribucion Fija	8.183

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribucion Variable	1.857
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/o otros instrumentos financieros	0
Otros	53

<b>Total</b>	10.093
--------------	--------

Otros Beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Creditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	2.469
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraidas	0
Primas de seguros de vida	279
Garantias constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	0

b) Por la pertenencia de los consejeros de la sociedad a otros consejos de administración y/o a la alta dirección de sociedades del grupo:

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribucion Fija	437
Retribucion Variable	0
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/o otros instrumentos financieros	0
Otros	0

<b>Total</b>	437
--------------	-----



Otros Beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Creditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	0
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	0
Primas de seguros de vida	0
Garantías constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	0

c) Remuneración total por tipología de consejero:

Tipología consejeros	Por sociedad	Por grupo
Ejecutivos	5.868	437
Externos Dominicales	1.795	0
Externos Independientes	2.430	0
Otros Externos	0	0
<b>Total</b>	<b>10.093</b>	<b>437</b>

d) Respecto al beneficio atribuido a la sociedad dominante

Remuneración total consejeros(en miles de euros)	10.530
Remuneración total consejeros/beneficio atribuido a la sociedad dominante (expresado en %)	0,5

B.1.12 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo
DON MIGUEL ÁNGEL DEVESA DEL BARRIO	D. C. Estrategia y Desarrollo Corporativo

Nombre o denominación social	Cargo
DON ENRIQUE LOCUTURA RUPEREZ	D. G. GNL
DON FERNANDO RAMIREZ MAZARREDO	D. G. Económico Financiero
DOÑA MARÍA PATRICIA MANTEL	D. C. Desarrollo Directivo
DON PEDRO FLORENTINO FERNANDEZ FRIAL	D. G. Downstream
DON ANTONIO GOMIS SÁEZ	D. G. Operaciones YPF (COO)
DON MIGUEL MARTÍNEZ SAN MARTÍN	C.O.O.
DON FRANCISCO JAVIER MACIÁN PÉREZ	D. G. Recursos Humanos
DON JAUME GIRÓ RIBAS	D. G. Comunicación y Gabinete de Presidencia
DON ISIDORO MANSILLA BARREIRO	D. Auditoría y Control
DOÑA CRISTINA SANZ MENDIOLA	D. G. Personas y Organización
DON NEMESIO FERNANDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	D. G. Upstream
DOÑA BEGOÑA ELICES GARCIA	D.C. Comunicación y Gabinete de Presidencia

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	13.229
---	--------

B.1.13 Identifique de forma agregada si existen cláusulas de garantía o blindaje, para casos de despido o cambios de control a favor de los miembros de la alta dirección, incluyendo los consejeros ejecutivos, de la sociedad o de su grupo. Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

Número de beneficiarios	15
-------------------------	----

	Consejo de Administración	Junta General
Órgano que autoriza las cláusulas	SI	NO

¿Se informa a la Junta General sobre las cláusulas?	NO
---	----

B.1.14 Indique el proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias relevantes al respecto.

**Proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias**

Los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establecen, en su artículo 45, que:

‘Los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo de Administración y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tendrán derecho a percibir de la Sociedad una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podrá ser detrída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y otras que fueren obligatorias, y de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%. Corresponde al Consejo de Administración la fijación de la cantidad exacta a abonar dentro de aquel límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta los cargos desempeñados por cada Consejero dentro del Consejo y de sus comisiones. La Sociedad está facultada para hacer pagos anticipados a cuenta de la futura participación en el beneficio.

Los Consejeros podrán ser remunerados adicionalmente con la entrega de acciones de la Sociedad, derechos de opción sobre acciones, o de otros valores que den derecho a la obtención de acciones, o mediante sistemas retributivos referenciados al valor de cotización de las acciones. La aplicación de dichos sistemas deberá ser acordada por la Junta General, que determinará el valor de las acciones que se tome como referencia, el número de acciones a entregar a cada Consejero, el precio de ejercicio de los derechos de opción, el plazo de duración del sistema que se acuerde y cuantas condiciones estime oportunas.

Las percepciones previstas en este artículo serán compatibles e independientes de los sueldos, retribuciones, indemnizaciones, pensiones o compensaciones de cualquier clase establecidos para aquellos miembros del Consejo de Administración que cumplan funciones ejecutivas, cualquiera que sea la naturaleza de su relación con la sociedad, ya laboral (común o especial de alta dirección), mercantil o de prestación de servicios. De estas retribuciones se informará en la Memoria y en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

La Sociedad podrá contratar un seguro de responsabilidad para los Consejeros y directivos.’

Adicionalmente, en relación con la remuneración de los Consejeros, el artículo 5.3.c del Reglamento del Consejo reserva al pleno del Consejo de Administración la competencia de aprobar la retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.

Asimismo, el artículo 24 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. contempla:

‘Artículo 24. Retribución del Consejero

1. El cargo de Consejero de Repsol YPF, S.A. será retribuido en la forma prevista en los Estatutos Sociales. La Comisión de Nombramientos y Retribuciones propondrá al Consejo de Administración los criterios que estime adecuados para dar cumplimiento a los fines de este artículo, siendo competencia del propio Consejo su aprobación, así como la definitiva distribución de la suma global, dentro de los límites estatutariamente establecidos a este fin. Dentro de cada ejercicio el Consejo podrá acordar, con la periodicidad que estime oportuna, pagos a cuenta de las cantidades que correspondan a cada Consejero por el trabajo realizado en ese período.
2. La retribución de los Consejeros será transparente. La Memoria anual informará, de manera individualizada, de la cuantía de la remuneración percibida durante el ejercicio por cada uno de los Consejeros por el desempeño de sus funciones como tales y por el desempeño de responsabilidades ejecutivas, desglosando los diferentes conceptos que la integran.
3. Los Consejeros Externos quedarán en todo caso excluidos de los sistemas de previsión financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro, y de los planes de incentivo a largo plazo, tales como opciones de compra de acciones.’

Por último, el artículo 33 del Reglamento del Consejo de Administración dispone que corresponde a la Comisión de

<b>Proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias</b>
Nombramientos y Retribuciones proponer al Consejo la política de retribución del mismo, valorando la responsabilidad, dedicación e incompatibilidades que se exijan a los Consejeros; así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, proponer al Consejo la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.

Señale si el Consejo en pleno se ha reservado la aprobación de las siguientes decisiones.

<b>A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.</b>	NO
<b>La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.</b>	SI

B.1.15 Indique si el Consejo de Administración aprueba una detallada política de retribuciones y especifique las cuestiones sobre las que se pronuncia:

SI

<b>Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen</b>	SI
<b>Conceptos retributivos de carácter variable</b>	SI
<b>Principales características de los sistemas de previsión, con una estimación de su importe o coste anual equivalente.</b>	SI
<b>Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos</b>	SI

B.1.16 Indique si el Consejo somete a votación de la Junta General, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. En su caso, explique los aspectos del informe respecto a la política de retribuciones aprobada por el Consejo para los años futuros, los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio y un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en el ejercicio. Detalle el papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones y si han utilizado asesoramiento externo, la identidad de los consultores externos que lo hayan prestado:

NO

<b>¿Ha utilizado asesoramiento externo?</b>	
---	--

<b>Identidad de los consultores externos</b>
--

B.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del Consejo que sean, a su vez, miembros del Consejo de Administración, directivos o empleados de sociedades que ostenten participaciones significativas en la sociedad cotizada y/o en entidades de su grupo:

<b>Nombre o denominación social del consejero</b>	<b>Denominación social del accionista significativo</b>	<b>Cargo</b>
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	PRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR CONCESIONES, S.L. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	PRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR, S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR VALLEHERMOSO PARTICIPACIONES MOBILIARIAS, S.L. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	ADMINISTRADOR SOLIDARIO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	AEROPUERTO DE LA REGIÓN DE MURCIA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR VALLEHERMOSO PARTICIPACIONES, S.L. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	ADMINISTRADOR SOLIDARIO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SOMAGUE S.G.P.S., S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	VICEPRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	AUTOPISTA VASCO ARAGONESA CONCESIONARIA ESPAÑOLA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	VICEPRESIDENTE 2º
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	TESFRAN, S.L. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	PRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALORIZA GESTIÓN, S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	PRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	CRITERIA CAIXACORP, S.A.	PRESIDENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SOMAGUE S.G.P.S., S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SACYR, S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALORIZA GESTIÓN, S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	PRESIDENTE
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	DIRECTOR GENERAL
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	CRITERIA CAIXACORP, S.A.	VICEPRESIDENTE

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del Consejo de Administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

**Nombre o denominación social del consejero vinculado**

DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO

**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

**Descripción relación**

Es titular indirecto del 13,749% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A.

**Nombre o denominación social del consejero vinculado**

DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN

**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

**Descripción relación**

Es titular indirecto del 13,50% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A. a través de Prilou, S.L. y Prilomi, S.L.

**Nombre o denominación social del consejero vinculado**

DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN

**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

**Descripción relación**

Es representante de la sociedad Prilou, S.L. en el cargo de Consejero de Sacyr Vallehermoso, S.A.

**Nombre o denominación social del consejero vinculado**

DON JUAN ABELLO GALLO

**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

**Descripción relación**

Es representante de la sociedad Nueva Compañía de Inversiones, S.A. en el cargo de Vicepresidente de Sacyr Vallehermoso, S.A.

**Nombre o denominación social del consejero vinculado**

DON JUAN ABELLO GALLO

**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

**Descripción relación**

Es titular indirecto del 10,001% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A.

**Nombre o denominación social del consejero vinculado**

DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA

**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

**Descripción relación**

Es Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A.

B.1.18 Indique, si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

NO

B.1.19 Indique los procedimientos de nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

**NOMBRAMIENTO**

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas de la sociedad, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros ni ocupar cargos en la compañía las personas incursoas en las prohibiciones del artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas y las que resulten incompatibles según la legislación vigente y, especialmente, los así declarados en la Ley 5/2006, de 10 de abril, de regulación de los conflictos de intereses de los altos cargos de la Administración del Estado y en la Ley 14/1995, de 21 de abril, de Incompatibilidades de Altos Cargos de la Administración de la Comunidad Autónoma de Madrid.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

No podrá el Consejo, en el marco de sus facultades de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación, proponer como candidatos o designar como Consejeros a aquellas personas incursoas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a aquellas sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras de la Compañía, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Externos Independientes quienes:

a) Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo, salvo que hubieran transcurrido 3 ó 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.

b) Perciban de la Sociedad, o de su mismo Grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de Consejero, salvo que no sea significativa.

No se tomarán en cuenta, a efectos de lo dispuesto en este apartado, los dividendos ni los complementos de pensiones que reciba el Consejero en razón de su anterior relación profesional o laboral, siempre que tales complementos tengan carácter incondicional y, en consecuencia, la sociedad que los satisfaga no pueda de forma discrecional, sin que medie incumplimiento de obligaciones, suspender, modificar o revocar su devengo.

c) Sean, o hayan sido durante los últimos 3 años, socio del Auditor Externo o responsable del informe de auditoría, ya se trate de la auditoría durante dicho período de la Sociedad o de cualquier otra sociedad del Grupo.

d) Sean Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad sea Consejero Externo.

e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la Sociedad o con cualquier sociedad de su Grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, Consejero o Alto Directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

Se consideran relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.

f) Sean accionistas significativos, Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los últimos 3 años, donaciones significativas de la Sociedad o de su Grupo.

No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.

g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta de segundo grado de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.

h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o reelección, por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

i) Se encuentren, respecto de algún accionista significativo o representado en el Consejo, en alguno de los supuestos señalados en las letras a), e), f) o g) anteriores. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al accionista, sino también respecto a sus Consejeros Externos Dominicales en la Sociedad.

Los Consejeros Externos Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representan, sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Externos Independientes cuando el accionista al que representarían hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad.

Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de Consejero Externo Independiente, siempre que cumpla con todas las condiciones establecidas en este artículo y, además, su participación no sea significativa.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones, compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, tiene encomendada la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo; definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

Asimismo, corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y



votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

#### REELECCIÓN

Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces por períodos de igual duración máxima. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General en que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones será la encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los Consejeros propuestos.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo de Administración a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

#### EVALUACIÓN

Al menos una vez al año el Consejo de Administración evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos. También evaluará anualmente el funcionamiento de sus Comisiones, partiendo para ello de los informes que éstas le eleven.

El Presidente organizará y coordinará con los Presidentes de las Comisiones esta evaluación periódica del Consejo.

#### CESE

Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en todos los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo de Administración.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado B.1.20 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas anteriormente merced de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes de resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo cuando se produzca alguna de las circunstancias detalladas en el apartado siguiente.

#### B.1.20 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

a) Cuando se vean incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o por la Comisión de Auditoría y Control, por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

(i) Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

(ii) Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.

- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

B.1.21 Explique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del Consejo. En su caso, indique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

SI

<b>Medidas para limitar riesgos</b>
<p>De acuerdo con el artículo 25 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. el Presidente de este órgano colegiado tendrá la condición de primer ejecutivo de la Compañía.</p> <p>Dicho artículo establece, igualmente, que el Presidente del Consejo de Administración deberá actuar, siempre, de acuerdo con las decisiones y criterios fijados por la Junta General de Accionistas y por el Consejo de Administración.</p> <p>Adicionalmente, el artículo 4 del Reglamento del Consejo reserva a este órgano el ejercicio de las siguientes funciones y facultades:</p> <p>‘Corresponde al Consejo de Administración aprobar la estrategia de la Compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la Compañía; aprobar las adquisiciones y enajenaciones de aquellos activos de la Sociedad o de sus filiales que, por cualquier circunstancia, resulten especialmente significativos; elaborar su propia organización y funcionamiento así como el de la Alta Dirección de la Sociedad y, en especial, modificar el presente Reglamento; desempeñar las facultades que la Junta General haya concedido al Consejo de Administración -que sólo podrá delegar si lo prevé de forma expresa el acuerdo de la Junta General- así como las restantes facultades que este Reglamento le otorga.’</p> <p>Del mismo modo, el artículo 5 del Reglamento del Consejo de Administración reserva al pleno del Consejo la competencia de aprobar:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. La presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto de Repsol YPF, S.A. como consolidados y de cualquier otra propuesta que deba proceder legalmente de los Administradores de la Sociedad.</li><li>2. Las políticas y estrategias generales de la Sociedad, tales como:<ol style="list-style-type: none"><li>a) El Plan Estratégico del Grupo, sus objetivos de gestión y sus Presupuestos Anuales;</li><li>b) La política de inversiones y financiación;</li><li>c) La política de gobierno corporativo;</li><li>d) La política de responsabilidad social corporativa;</li><li>e) La política sobre retribuciones de los Altos Directivos;</li></ol></li></ol>

## Medidas para limitar riesgos

f) La política de control y gestión de riesgos; y

g) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

3. Las siguientes decisiones:

a) Nombramiento de Consejeros, en caso de vacantes, hasta que se reúna la primera Junta General, y aceptar la dimisión de Consejeros;

b) Nombrar y destituir al Presidente, Vicepresidentes, Secretario y Vicesecretario del Consejo de Administración y a los Consejeros que hayan de formar parte de las distintas Comisiones previstas por este Reglamento, así como delegar facultades en cualquiera de los miembros del Consejo, en los términos establecidos por la Ley y los Estatutos, y su revocación;

c) La retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.

4. Los informes financieros anuales y semestrales que, por su condición de cotizada, la Sociedad debe hacer públicos periódicamente.

5. Las siguientes inversiones y operaciones, salvo cuando ello corresponda a la Junta General de Accionistas:

a) Constitución de nuevas sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades y entidades ya existentes, cuando supongan una inversión superior a seis millones de euros y de carácter permanente para el Grupo Repsol YPF o ajena a la actividad principal de la Compañía.

En los demás casos, será de aplicación el primer párrafo del apartado e) siguiente. Por excepción quedan encomendadas a la decisión del Presidente las inversiones en la constitución de nuevas sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades y entidades ya existentes que cuenten con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y el Plan Estratégico del Grupo.

b) Creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial, cuando excedan de la ordinaria administración de la Compañía.

c) Operaciones de fusión, absorción, escisión o concentración de importancia estratégica en que esté interesada alguna de las sociedades relevantes participadas directamente por cualquiera de las sociedades del Grupo Repsol YPF.

d) Enajenación de participaciones en el capital de sociedades o de otros activos fijos, cuyo valor supere los treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las enajenaciones autorizadas.

e) Aprobación de los proyectos de inversión cuya cuantía exceda de treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las inversiones que haya aprobado.

Por excepción, se encomienda a la decisión del Presidente, previa deliberación, en su caso, del Comité de Dirección, la aprobación de los siguientes proyectos de inversión:

- Los de exploración o desarrollo de campos petrolíferos, cuando se realicen en cumplimiento de compromisos resultantes de los correspondientes contratos, concesiones o licencias.

- Los que se realicen en cumplimiento de disposiciones legales imperativas para la sociedad concernida, sean en materia de protección del medio ambiente, seguridad de las instalaciones, especificaciones de productos u otras similares.

- Los que cuenten con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y el Plan Estratégico del Grupo.

En estos casos se dará cuenta al Consejo o Comisión Delegada de la aprobación de estas inversiones, según rebasen las cuantías establecidas en el primer párrafo de este apartado, antes de iniciar la ejecución de los proyectos siempre que sea posible.

f) Emisión en serie de pagarés, de obligaciones o de otros títulos similares por Repsol YPF, S.A. o sus filiales mayoritariamente participadas o controladas.

g) Concesión de afianzamientos para garantizar obligaciones de entidades no controladas por el Grupo.

h) Cesión de derechos sobre el nombre comercial y marcas, así como sobre patentes, tecnología y cualquier modalidad de propiedad industrial e intelectual que pertenezca a Repsol YPF, S.A. o sociedades del Grupo y que tengan relevancia económica.

i) Constitución, inversión y supervisión de la gestión de planes de pensiones del personal y cualquier otro compromiso con el mismo que implique responsabilidades financieras a largo plazo de la Compañía.

j) Celebración de acuerdos a largo plazo, sean de carácter comercial, industrial o financiero de importancia estratégica para

**Medidas para limitar riesgos**

el Grupo Repsol YPF.

6. Cualquier otro asunto o materia que el Reglamento del Consejo reserve al conocimiento del Consejo de Administración en pleno.

El Presidente, y en su defecto los Vicepresidentes, ejecutará los acuerdos que adopte el Consejo de conformidad con este artículo, notificará la autorización o aprobación en los términos que procedan o cursará las instrucciones de actuación que requiera lo acordado.

Las competencias del Consejo reseñadas en los apartados 3.c, 4 y 5 anteriores podrán ser adoptadas cuando las circunstancias así lo requieran por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Además de todo ello, el Presidente del Consejo de Administración deberá de contar con los informes y propuestas de la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa, respectivamente, en las materias de su competencia. Para mayor garantía, las citadas comisiones están compuestas, exclusivamente, por Consejeros no ejecutivos.

Indique y en su caso explique si se han establecido reglas que facultan a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día, para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos y para dirigir la evaluación por el Consejo de Administración

NO

B.1.22 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

NO

Indique cómo se adoptan los acuerdos en el Consejo de Administración, señalando al menos, el mínimo quórum de asistencia y el tipo de mayorías para adoptar los acuerdos:

B.1.23 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente.

NO

B.1.24 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

SI

**Materias en las que existe voto de calidad**

De acuerdo con el artículo 36 de los Estatutos Sociales, los acuerdos del Consejo de Administración, salvo en los casos en

<b>Materias en las que existe voto de calidad</b>
que específicamente se hayan establecido otras mayorías de votación superiores, se tomarán por mayoría absoluta de los asistentes siendo dirimente, en caso de empate, el voto del Presidente o de quien haga sus veces.

B.1.25 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

NO

Edad límite presidente	Edad límite consejero delegado	Edad límite consejero
0	0	0

B.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes:

NO

<b>Número máximo de años de mandato</b>	0
---	---

B.1.27 En el caso de que sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación

<b>Explicación de los motivos y de las iniciativas</b>
<p>La selección de todos los miembros del Consejo se ha efectuado de manera objetiva, atendiendo a su reconocido prestigio, conocimientos y experiencia profesional para el desempeño del cargo, sin que en dichos procesos de selección se haya producido discriminación alguna.</p> <p>Por otro lado, el 19 de diciembre de 2007, el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. aprobó un nuevo texto refundido de su Reglamento que, entre otras materias, atribuye a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.</p> <p>Asimismo, el artículo 33 del Reglamento del Consejo de Administración establece expresamente que corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y sus resultados.</p> <p>Adicionalmente, en la Junta General Ordinaria de Accionistas 2009 se acordó nombrar como Consejera, por un período de cuatro años, a Dña. María Isabel Gabarró Miquel, para cubrir la vacante producida por la renuncia de D. Antonio Hernández-Gil Álvarez-Cienfuegos.</p>

En particular, indique si la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha establecido procedimientos para que los procesos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y busque deliberadamente candidatas que reúnan el perfil exigido:

NO

B.1.28 Indique si existen procesos formales para la delegación de votos en el Consejo de Administración. En su caso, detállelos brevemente.

Sin perjuicio del deber de los Consejeros de asistir a las reuniones de los órganos de los que formen parte o, en su defecto, de no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que hayan sido convocados, de instruir al Consejero que, en su caso, les represente, cada miembro del Consejo de Administración podrá conferir su representación a otro, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo.

La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida la carta, el telegrama, el telex, el telefax o el correo electrónico dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo.

B.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo, señale, en su caso, las veces que se ha reunido el consejo sin la asistencia de su Presidente:

Número de reuniones del consejo	11
Número de reuniones del consejo sin la asistencia del presidente	1

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del Consejo:

Número de reuniones de la comisión ejecutiva o delegada	5
Número de reuniones del comité de auditoría	10
Número de reuniones de la comisión de nombramientos y retribuciones	4
Número de reuniones de la comisión de nombramientos	0
Número de reuniones de la comisión de retribuciones	0

B.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio sin la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán no asistencias las representaciones realizadas sin instrucciones específicas:

Número de no asistencias de consejeros durante el ejercicio	4
% de no asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	2,273

B.1.31 Indique si las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan para su aprobación al Consejo están previamente certificadas:

SI

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha o han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el consejo:

Nombre	Cargo
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	PRESIDENTE
DON FERNANDO RAMIREZ MAZARREDO	DIRECTOR GENERAL ECONÓMICO FINANCIERO

B.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el Consejo de administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la Junta General con salvedades en el informe de auditoría.

La Comisión de Auditoría y Control, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, y de la independencia del Auditor Externo, así como la supervisión de la auditoría interna y la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad.

Entre otras, le corresponden a esta Comisión las funciones de:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.
- Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.
- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los estados financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo, en especial de su Dirección Financiera, así como del Auditor de Cuentas de la Sociedad. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente, el o los Consejeros Delegados, si los hubiere, y el Director Financiero (CFO) en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.
- Recibir regularmente del Auditor Externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que el equipo directivo tiene en cuenta sus recomendaciones.
- Requerir periódicamente de los Auditores y, como mínimo, una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos de control interno del Grupo.

- Conocer de aquellas situaciones que hagan precisos ajustes y puedan detectarse en el transcurso de las actuaciones de la auditoría externa, que fueren relevantes, entendiéndose como tales aquéllas que, aisladamente o en su conjunto, puedan originar un impacto o daño significativo y material en el patrimonio, resultados o reputación del Grupo, cuya apreciación corresponderá a la discrecionalidad del Auditor Externo que, en caso de duda, deberá optar por la comunicación. Esta deberá efectuarse, en cuanto se conozca, al Presidente de la Comisión.

- Conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores.

La Comisión será informada de las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, y que la Auditoría Interna hubiera detectado en el curso de sus actuaciones.

A tal efecto, los integrantes de la Comisión de Auditoría y Control tendrán la dedicación, capacidad y experiencia necesaria para que puedan desempeñar su función, debiendo además su Presidente tener experiencia en gestión empresarial y conocimiento de los procedimientos contables y, en todo caso, alguno de sus miembros la experiencia financiera que pueda ser requerida por los órganos reguladores de los mercados de valores en que coticen las acciones o títulos de la Sociedad.

B.1.33 ¿El secretario del consejo tiene la condición de consejero?

SI

B.1.34 Explique los procedimientos de nombramiento y cese del Secretario del Consejo, indicando si su nombramiento y cese han sido informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo.

<b>Procedimiento de nombramiento y cese</b>
De acuerdo con lo establecido en el artículo 42 de los Estatutos Sociales, compete al Consejo la elección del Secretario y, en su caso, la del Vicesecretario, que podrán o no ser Consejeros.
Asimismo, conforme a lo establecido en los artículos 5 y 33 del Reglamento del Consejo de Administración, corresponde al Consejo el nombramiento o destitución de su Secretario y Vicesecretario, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

¿La Comisión de Nombramientos informa del nombramiento?	SI
¿La Comisión de Nombramientos informa del cese?	SI
¿El Consejo en pleno aprueba el nombramiento?	SI
¿El Consejo en pleno aprueba el cese?	SI

¿Tiene el secretario del Consejo encomendada la función de velar, de forma especial, por las recomendaciones de buen gobierno?

SI

--



Observaciones
<p>El artículo 42 de los Estatutos Sociales dispone que el Secretario cuidará de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y de que los procedimientos y reglas de gobierno de la Sociedad sean respetados.</p> <p>Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 del Reglamento del Consejo de Administración, el Secretario del Consejo tiene encomendado el deber de comprobar el cumplimiento de las disposiciones emanadas de los órganos reguladores y la consideración, en su caso, de sus recomendaciones, así como el de velar por la observancia de los principios de Gobierno Corporativo de la Sociedad.</p>

B.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia del auditor, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

En su artículo 39 los Estatutos Sociales contemplan, como una de las competencias de la Comisión de Auditoría y Control, la de recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de los auditores de cuentas externos.

En desarrollo de dicha previsión estatutaria, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece, como una de las funciones de la Comisión de Auditoría y Control, la de velar por la independencia de la Auditoría Externa y, a tal efecto:

- a) Evitar que puedan condicionarse las alertas, opiniones o recomendaciones de los Auditores, y
- b) Supervisar la incompatibilidad entre la prestación de los servicios de auditoría y de consultoría o cualesquiera otros, los límites a la concentración del negocio del Auditor y, en general, el resto de normas establecidas para asegurar la independencia del Auditor.

A este respecto, la Comisión de Auditoría y Control acordó, en el ejercicio 2003, un procedimiento para aprobar previamente todos los servicios, sean o no de auditoría, que preste el Auditor Externo, cualesquiera que fuere su alcance, ámbito y naturaleza. Dicho procedimiento se encuentra regulado en una Norma Interna de obligado cumplimiento para todo el Grupo Repsol YPF.

Por otro lado, el Grupo Repsol YPF dispone de la Dirección de Relaciones con Inversores, encuadrada dentro la Dirección General Económica Financiera, entre cuyas responsabilidades se incluye la de velar por que la información que la Compañía facilita al mercado (analistas financieros y bancos de inversión, entre otros) se transmita de forma equitativa, simétrica y en tiempo útil, así como, y de conformidad con el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, que dicha información sea veraz, clara, completa y, cuando así lo exija la naturaleza de la información, cuantificada, sin que induzca o pueda inducir a confusión o engaño.

B.1.36 Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

NO

Auditor saliente	Auditor entrante

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

NO

B.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

SI

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	134	384	518
Importe trabajos distintos de los de auditoría/Importe total facturado por la firma de auditoría (en%)	5,300	8,400	7,300

B.1.38 Indique si el informe de auditoría de las cuentas anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el Presidente del Comité de Auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

NO

B.1.39 Indique el número de años que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de años auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de años en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de años ininterrumpidos	19	19

	Sociedad	Grupo
Nº de años auditados por la firma actual de auditoría/Nº de años que la sociedad ha sido auditada (en %)	100,0	100,0

B.1.40 Indique las participaciones de los miembros del Consejo de Administración de la sociedad en el capital de entidades que tengan el mismo, análogo o complementario género de actividad del que constituya el objeto social, tanto de la sociedad como de su grupo, y que hayan sido comunicadas a la sociedad. Asimismo, indique los cargos o funciones que en estas sociedades ejerzan:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación de la sociedad objeto	% participación	Cargo o funciones
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,008	VICEPRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALORIZA GESTIÓN, S.A.U.	0,000	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN, S.A.U.	0,000	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,000	-
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	BRENCO - COMPANHIA BRASILEIRA DE ENERGIA RENOVÁVEL	0,000	PRESIDENTE
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	ASHMORE ENERGY INTERNATIONAL	0,000	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN, S.A.U.	0,000	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALORIZA GESTIÓN, S.A.U.	0,000	PRESIDENTE
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,000	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	COMPAÑIA LOGISTICA DE HIDROCARBUROS, S.A. (CLH)	0,000	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,001	-
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	REPSOL - GAS NATURAL LNG, S.L.	0,000	CONSEJERO

B.1.41 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

SI

Detalle del procedimiento
<p>El propio Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. reconoce expresamente el derecho de asesoramiento de los Consejeros. De acuerdo con su artículo 23:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los Consejeros tendrán la facultad de proponer al Consejo de Administración, por mayoría, la contratación con cargo a la Sociedad de asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole que consideren necesarios para los intereses de la Sociedad, con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo.</li> <li>- La propuesta deberá ser comunicada al Presidente de la Sociedad a través del Secretario del Consejo. El Consejo de</li> </ul>

<b>Detalle del procedimiento</b>
<p>Administración podrá vetar su aprobación en consideración tanto a su innecesariedad para el desempeño de las funciones encomendadas, cuanto a su cuantía (desproporcionada en relación con la importancia del problema y los activos e ingresos de la Sociedad) cuanto, finalmente, a la posibilidad de que dicha asistencia técnica sea prestada adecuadamente por expertos y técnicos de la propia Sociedad.</p> <p>Adicionalmente, el Reglamento del Consejo de Administración establece que para el mejor cumplimiento de sus funciones, la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa podrán recabar el asesoramiento de Letrados y otros profesionales externos, en cuyo caso el Secretario del Consejo de Administración, a requerimiento del Presidente de la Comisión, dispondrá lo necesario para la contratación de tales Letrados y profesionales, cuyo trabajo se rendirá directamente a la Comisión correspondiente.</p>

B.1.42 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

SI

<b>Detalle del procedimiento</b>
<p>El Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. establece que la convocatoria del Consejo de Administración se cursará a cada uno de los Consejeros con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, e incluirá el orden del día de la misma. A éste se unirá el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada, así como la información que se juzgue necesaria y se encuentre disponible.</p> <p>Además, el Reglamento del Consejo de Administración pone los medios para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración. Según su artículo 23:</p> <p>- Los Consejeros tendrán acceso a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen para el cumplimiento de sus funciones. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales, sean nacionales o extranjeras y se canalizará a través del Presidente o del Secretario del Consejo de Administración, quienes atenderán las solicitudes del Consejero, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.</p>

B.1.43 Indique y en su caso detalle si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

SI

<b>Explique las reglas</b>
<p>De conformidad con lo establecido en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad.</p> <p>A este respecto, el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración establece que el Consejero deberá comunicar al Consejo cuanto antes y mantenerlo informado sobre aquellas situaciones en que se vea envuelto y que puedan perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad, al objeto de que el Consejo valore las circunstancias y, en</p>

<b>Explique las reglas</b>
particular, lo que proceda de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.

B.1.44 Indique si algún miembro del Consejo de Administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas:

NO

Indique si el Consejo de Administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo.

NO

<b>Decisión tomada</b>	<b>Explicación razonada</b>

## B.2 Comisiones del Consejo de Administración

B.2.1 Detalle todas las comisiones del Consejo de Administración y sus miembros:

### COMISIÓN DELEGADA

Nombre	Cargo	Tipología
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	PRESIDENTE	EJECUTIVO
DON ARTUR CARULLA FONT	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	VOCAL	DOMINICAL
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VOCAL	DOMINICAL
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	VOCAL	DOMINICAL
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	SECRETARIO-VOCAL	EJECUTIVO

**COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL**

Nombre	Cargo	Tipología
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	PRESIDENTE	INDEPENDIENTE
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	VOCAL	INDEPENDIENTE

**COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES**

Nombre	Cargo	Tipología
DON ARTUR CARULLA FONT	PRESIDENTE	INDEPENDIENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VOCAL	DOMINICAL
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	VOCAL	DOMINICAL
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	VOCAL	INDEPENDIENTE

**COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA**

Nombre	Cargo	Tipología
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	PRESIDENTE	DOMINICAL
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VOCAL	DOMINICAL
DON JUAN ABELLO GALLO	VOCAL	DOMINICAL
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	VOCAL	DOMINICAL
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	VOCAL	INDEPENDIENTE
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	VOCAL	INDEPENDIENTE

B.2.2 Señale si corresponden al Comité de Auditoría las siguientes funciones.

Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del	SI
--	----

<b>perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables</b>	
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	SI
Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes	SI
Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa	SI
Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	SI
Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones	SI
Asegurar la independencia del auditor externo	SI
En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren	SI

B.2.3 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del Consejo.

**Denominación comisión**

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

**Breve descripción**

La Comisión de Auditoría y Control está integrada por un mínimo de tres consejeros, designados por el Consejo de Administración para el ejercicio del cargo durante el plazo de cuatro años, teniendo presentes sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos, sin que puedan formar parte de la misma los Consejeros ejecutivos.

Esta Comisión, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos de la Compañía, de la Auditoría Interna, y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Esta Comisión es competente para formular la propuesta de acuerdo al Consejo de Administración sobre designación de los Auditores de cuentas externos, prórroga de su nombramiento y cese y sobre los términos de su contratación. Asimismo informará, a través de su Presidente, en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia.

Entre sus funciones también se encuentran la de conocer y orientar la política y los objetivos de la Sociedad en el ámbito medioambiental y de seguridad, así como la de elaborar un Informe anual sobre sus actividades, del que dará cuenta al pleno del Consejo.

Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente de la misma, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y actuará como Secretario el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cuantas veces fuera necesario, a juicio de su Presidente, para el cumplimiento de las funciones que le han sido encomendadas, si bien, antes de finalizar el año, se establecerá un calendario anual de

sesiones para el siguiente, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio, del que se dará cuenta al pleno del Consejo. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo solicitan dos de sus miembros. En el año 2009 se ha reunido en diez ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

#### **Denominación comisión**

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

#### **Breve descripción**

En diciembre de 2007 el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. acordó, dentro de la modificación de su Reglamento, que la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia, cuya constitución se produjo el 25 de septiembre de 2002, pasara a denominarse Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. Los miembros de esta Comisión cesarán con el transcurso del plazo de cuatro años a partir de sus nombramientos.

A esta Comisión le corresponden funciones de informe sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo Repsol YPF; e inversiones o desinversiones en activos que, por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de su revisión.

Asimismo, le corresponde conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo Repsol YPF en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre la misma; revisar e informar, con carácter previo a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo Repsol YPF; y, en general, cualesquiera otras funciones relacionadas con las materias de su competencia y que le sean solicitadas por el Consejo de Administración o su Presidente.

Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del Consejo de Administración.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine o cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros. Durante el ejercicio 2009 se ha reunido en dos ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

#### **Denominación comisión**

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

#### **Breve descripción**

Integran esta Comisión un mínimo de tres Consejeros, que no podrán ser Consejeros Ejecutivos, designados por el Consejo de Administración teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y



los cometidos de la Comisión. Esta designación tiene una duración de cuatro años.

A esta Comisión, cuya constitución se produjo el 27 de febrero de 1995, le corresponden funciones de propuesta e informe al Consejo de Administración sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario y Consejeros que hayan de formar parte de las Comisiones del Consejo; propuesta sobre la política de retribución del Consejo, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, sobre la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos; informe sobre el nombramiento de Altos Directivos de la Compañía, así como sobre su política general de retribuciones e incentivos; informe sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo; y, en general, propuestas e informe sobre cualesquiera otros asuntos relacionados con los anteriores que fueran solicitados por el Presidente o por el Consejo de Administración.

El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y el de Secretario por el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cada vez que el Consejo o el Presidente de éste solicite la emisión de informes o la adopción de propuestas en el ámbito de sus funciones, y en todo caso cuando la convoque su Presidente, lo soliciten dos de sus miembros o sea procedente la emisión de informes preceptivos para la adopción de los correspondientes acuerdos. Durante el ejercicio 2009 se ha reunido en cuatro ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

#### **Denominación comisión**

COMISIÓN DELEGADA

#### **Breve descripción**

La Comisión Delegada está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración y un máximo de siete Consejeros pertenecientes a cada una de las tres categorías existentes (ejecutivos, dominicales e independientes), procurando mantener una proporción semejante a la existente en el Consejo de Administración. La designación de sus miembros requiere el voto favorable de al menos los dos tercios de los miembros del Consejo con nombramiento vigente.

La Comisión Delegada tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo excepto las legalmente indelegables y las configuradas como indelegables por el Reglamento del Consejo de Administración.

Actúa como Presidente de la Comisión Delegada el Presidente del Consejo de Administración y desempeña su Secretaría el Secretario del Consejo, que podrá ser asistido por el Vicesecretario.

En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de tres de los miembros de la Comisión Delegada, la importancia del asunto así lo aconsejara o cuando así venga impuesto por el Reglamento del Consejo de Administración, los acuerdos adoptados por ésta se someterán a ratificación del pleno del Consejo. Otro tanto será de aplicación en relación con aquellos asuntos que el Consejo hubiese remitido para su estudio a la Comisión Delegada reservándose la última decisión sobre los mismos. En cualquier otro caso, los acuerdos adoptados por la Comisión Delegada serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior por el pleno del Consejo.

Una vez terminada la reunión el Secretario levanta Acta de los acuerdos adoptados en la sesión, de los que se da cuenta al siguiente pleno del Consejo de Administración y pone a disposición de los miembros del Consejo copia

del acta de dicha sesión. En el año 2009 esta Comisión se ha reunido en cinco ocasiones.

B.2.4 Indique las facultades de asesoramiento, consulta y en su caso, delegaciones que tienen cada una de las comisiones:

**Denominación comisión**

COMISION DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

**Breve descripción**

Ver B.2.3

**Denominación comisión**

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

**Breve descripción**

Ver B.2.3

**Denominación comisión**

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

**Breve descripción**

Ver B.2.3

**Denominación comisión**

COMISIÓN DELEGADA

**Breve descripción**

Ver B.2.3

B.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del Consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.

**Denominación comisión**

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

**Breve descripción**

La regulación interna de la Comisión de Auditoría y Control se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

La Comisión de Auditoría y Control ha elaborado una Memoria de sus actividades durante el ejercicio 2009.

**Denominación comisión**

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

**Breve descripción**

La regulación interna de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cuál está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

**Denominación comisión**

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

**Breve descripción**

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cuál está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

**Denominación comisión**

COMISIÓN DELEGADA

**Breve descripción**

La regulación interna de la Comisión Delegada se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

B.2.6 Indique si la composición de la comisión ejecutiva refleja la participación en el Consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

SI

**C - OPERACIONES VINCULADAS**

C.1 Señale si el Consejo en pleno se ha reservado aprobar, previo informe favorable del Comité de Auditoría o cualquier otro al que se hubiera encomendado la función, las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculadas:

SI

C.2 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros gastos	131
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	22.434
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garanías y avales recibidos	279
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	360.335
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u	8.286

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
			otros activos	
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	6.373
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Ingresos financieros	3
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compromisos adquiridos	162.775
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	4.734
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Arrendamientos	709
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	120
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Prestación de servicios	9.964
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Gastos financieros	5.472
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	2.300
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros gastos	8.146
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	660
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Ingresos financieros	20.045
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	2.718
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y	302.913

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
PENSIONES DE BARCELONA			otros beneficios distribuidos	
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1.111
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales recibidos	49.248
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	1.567
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	914.814
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales prestados	146.000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Arrendamientos	1.167
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	2.970
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	9
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compromisos adquiridos	64.382
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	86.553
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Ingresos financieros	2.727
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros gastos	485
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en	298.294

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
			curso)	
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	2.075.026
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Prestación de servicios	26.065
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales prestados	5.352

C.3 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la operación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
DIRECTIVOS DE LA COMPAÑIA	GRUPO REPSOL YPF	CONTRACTUAL	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	840

C.4 Detalle las operaciones relevantes realizadas por la sociedad con otras sociedades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones:

C.5 Indique si los miembros del Consejo de Administración se han encontrado a lo largo del ejercicio en alguna situación de conflictos de interés, según lo previsto en el artículo 127 ter de la LSA.

NO

C.6 Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo de Administración. En caso de conflicto, el Consejero afectado se abstendrá de intervenir en la deliberación y decisión

sobre la cuestión a que el conflicto se refiera.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

En última instancia, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

A este respecto, los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que la Sociedad realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Del mismo modo, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, de aplicación a los Consejeros, la Alta Dirección y los Directivos de determinadas direcciones y áreas con acceso a información privilegiada de la Compañía y su Grupo o que realizan actividades relacionadas con el Mercado de Valores, recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3. y 8.4. lo siguiente:

‘Con objeto de controlar los posibles conflictos de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF deberán poner en conocimiento del responsable de su Área, con carácter previo a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate y con la antelación suficiente para que puedan adoptarse las decisiones oportunas, aquellas situaciones que potencialmente y en cada circunstancia concreta puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con Repsol YPF, S.A. o alguna sociedad de su Grupo.

Si el afectado es un miembro del Consejo de Administración el conflicto deberá ser comunicado al Consejo de Administración, quién, si lo estima necesario, solicitará el parecer de la Comisión de Auditoría y Control.

En caso de duda sobre la existencia de un conflicto de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF deberán, adoptando un criterio de prudencia, poner en conocimiento del responsable de su Área o del Consejo de Administración según proceda, las circunstancias concretas que rodean el caso, para que estos puedan formarse un juicio de la situación.

Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol YPF. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF y Repsol YPF o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol YPF, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios.’

Por último, también la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol YPF dispone en su apartado 6.4., en cuanto a los Directivos, que ‘Repsol YPF reconoce y respeta la intervención de sus empleados en actividades financieras y empresariales distintas a las que desarrollan para la Compañía, siempre que sean legales y no entren en colisión con sus responsabilidades como empleados de Repsol YPF.

Los empleados de Repsol YPF deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la empresa, se abstendrán de representar a la Compañía e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, él mismo o un pariente cercano, tuviera interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol YPF.

Asimismo, los empleados no podrán realizar tareas, trabajos o prestar servicios en beneficio de empresas del sector o que desarrollen actividades susceptibles de competir directa o indirectamente o puedan llegar a hacerlo con las de Repsol YPF.

Los empleados de Repsol YPF que pudieran verse afectados por un conflicto de intereses, lo comunicarán al responsable de su Área, previamente a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate, con el fin de adoptar las decisiones oportunas en cada circunstancia concreta y así, evitar que su actuación imparcial pueda verse comprometida.

#### C.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

NO

Identifique a las sociedades filiales que cotizan:

## D - SISTEMAS DE CONTROL DE RIESGOS

D.1 Descripción general de la política de riesgos de la sociedad y/o su grupo, detallando y evaluando los riesgos cubiertos por el sistema, junto con la justificación de la adecuación de dichos sistemas al perfil de cada tipo de riesgo.

Repsol YPF desarrolla actividades en numerosos países, bajo múltiples marcos regulatorios y en todos los ámbitos del negocio del petróleo y del gas. Como consecuencia, Repsol YPF incurre en:

- riesgos de mercado, derivados de la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados, tipos de cambio y tipos de interés,
- riesgos de contraparte, derivados de los contratos financieros, y de los compromisos comerciales con proveedores o clientes,
- riesgo de liquidez y de solvencia,
- riesgos legales y regulatorios (incluidos los riesgos de cambios en los regímenes fiscales, regulaciones sectoriales y medioambientales, regímenes cambiarios, limitaciones a la producción, a las exportaciones, etc.),
- riesgos operativos (incluidos los riesgos de accidentes y de catástrofes naturales, incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de crudo y gas, de seguridad y medio ambiente y riesgos de reputación, como los relacionados con la ética y el impacto social de los negocios),
- riesgos de entorno económico (derivados del ciclo económico mundial y de los países en los que está presente, innovación tecnológica en los sectores en los que opera, etc).

La empresa considera como riesgos más relevantes aquellos que pudieran comprometer la consecución de los objetivos de su Plan Estratégico, y en especial el de mantenimiento de su flexibilidad financiera y solvencia a largo plazo. Repsol YPF lleva a cabo una gestión prudente de sus activos y negocios. Sin embargo, muchos de los riesgos mencionados son connaturales al desarrollo de las actividades, quedan fuera del control de la compañía, y no es posible eliminarlos completamente.

Repsol YPF dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten identificar, medir, evaluar, priorizar, controlar y gestionar los riesgos a los que está expuesto el grupo, y decidir en qué medida tales riesgos son asumidos, mitigados, cubiertos o evitados en la medida en que sea posible. El análisis de los riesgos es un elemento integral de los procesos de toma de decisión del grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno centralizados como en la gestión de los negocios, prestando en cualquier caso especial atención a la concomitancia entre diversos riesgos o a los efectos de



diversificación que pudieran producirse a nivel agregado.

Existen las siguientes unidades de análisis, supervisión y control independiente especializadas en diversos ámbitos de la gestión de riesgos:

Unidad de Auditoría Interna, enfocada a la permanente evaluación y mejora de los controles existentes con el fin de garantizar que los riesgos potenciales de todo tipo (control, negocio, imagen, etc...) que pudieran afectar a la consecución de los objetivos estratégicos del Grupo Repsol YPF, se encuentren en todo momento identificados, medidos y controlados.

Unidad de Gestión de Riesgos de Crédito, encargada de:

- el seguimiento y control del riesgo de crédito del Grupo,
- la coordinación de desarrollos normativos relativos a riesgos de crédito, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del Grupo, y el establecimiento de metodologías de medición y valoración de estos riesgos de acuerdo con las mejores prácticas,
- el análisis y control del riesgo de crédito generado por las actividades del Grupo, incluyendo el establecimiento de límites de riesgo de crédito individuales por contraparte
- la definición de los criterios sobre dotaciones, aplicaciones de provisión para insolvencias, refinanciaciones y reclamaciones judiciales de deudas.

Unidad de Middle Office de Mercados, encargada de:

- el cálculo, seguimiento, control y valoración a mercado de las posiciones de liquidez, posiciones de riesgo de tipo de cambio y de tipo de interés,
- medición del riesgo de la posición y análisis de sensibilidad del resultado y del valor de los productos e instrumentos contratados a los distintos factores de riesgo,
- desarrollo y validación de la metodología de medición y valoración de instrumentos y posiciones según mejores prácticas de mercado.

Unidad de Seguimiento de Riesgos, encargada de:

- la coordinación de desarrollos normativos relativos a riesgos de precio de commodities, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del Grupo, y el establecimiento de metodologías de medición y valoración de estos riesgos de acuerdo con las mejores prácticas,
- el seguimiento y control del riesgo de precio de commodities del Grupo,

Unidad de Seguros, encargada de:

- el análisis y la evaluación de los riesgos accidentales que pueden afectar a los activos y actividades del Grupo,
- la definición de la política de financiación de estos riesgos más eficiente, mediante la combinación óptima de medidas de autoseguro y de transferencia de riesgo,
- la contratación de las coberturas de seguro que, en cada caso, se considere conveniente,
- la negociación de las indemnizaciones derivadas de los accidentes asegurados.

Unidad de Seguridad y Medio Ambiente, encargada de:

- Definir los objetivos y líneas estratégicas de seguridad y medio ambiente de compañía y realizar su seguimiento.

- Establecer la normativa corporativa (política, normas, procedimientos, manuales y guías) de seguridad y medio ambiente de ámbito mundial general de la compañía y los mecanismos necesarios para su difusión.
- Identificar y liderar proyectos corporativos de seguridad y medio ambiente y asesorar a las Unidades en la implantación de los mismos y realizar su seguimiento.
- Establecer los indicadores clave de desempeño, realizar el seguimiento del desempeño de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente y proponer acciones de mejora.
- Promover la creación de grupos de trabajo y el intercambio de las mejores prácticas en seguridad y medio ambiente
- Coordinar las auditorías de seguridad y medio ambiente y realizar su seguimiento.

Unidad de Responsabilidad Corporativa, perteneciente a la Dirección de Responsabilidad Corporativa y Servicios Institucionales, encargada de asesorar, impulsar y coordinar la estrategia conjunta de la Responsabilidad Corporativa de la Compañía, lo que implica:

- Proponer elementos de gobierno, tales como normativa corporativa, manuales o guías, objetivos, indicadores y otras herramientas de gestión en materia de RC, y difundirlos de forma complementaria a la establecida a nivel general en el seno de la Compañía.
- Coordinar el diálogo con los Grupos de Interés de la Compañía a nivel corporativo y transmitir sus expectativas al Comité de Responsabilidad Corporativa. Coordinar el seguimiento del diálogo con los Grupos de Interés sobre las contingencias éticas y socioambientales que puedan tener relevancia a nivel corporativo.
- Realizar el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de RC, informando al a la Comisión de Inversiones, Estrategia y Responsabilidad Corporativa del Consejo de Administración, al Comité de Dirección y al Comité de Responsabilidad Corporativa.
- Consolidar la información relativa a RC a nivel corporativo y desarrollar las herramientas de comunicación de la Compañía en materia de RC a nivel corporativo, tales como el Informe Anual de RC y su verificación; la web de RC de Repsol YPF; y los informes para la cotización en índices selectivos de sostenibilidad.
- Representar a la Compañía en foros externos de ámbito corporativo sobre temas de RC, dar a conocer las posiciones corporativas, captar información relevante sobre mejores prácticas de la competencia y transferir ese conocimiento al Comité de Responsabilidad Corporativa.

Unidad de Control Interno de Reporte Financiero, encargada del seguimiento y gestión del sistema de control interno de reporte económico-financiero, con objeto de dar cumplimiento a los requerimientos de la sección 404 de la Ley Sarbanes-Oxley.

El sistema aplicado por Repsol YPF se basa en el marco conceptual definido en el modelo COSO.

Unidad de Control de Reservas cuyo objetivo es asegurar que las estimaciones de reservas probadas de Repsol YPF se ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la compañía. También realiza las auditorías internas de reservas, coordina las certificaciones de los auditores externos de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.

Existen además diversos comités funcionales y de negocio que tienen encomendadas las funciones de supervisión de las actividades de gestión de riesgos realizadas dentro de su ámbito de responsabilidad.

D.2 Indique si se han materializado durante el ejercicio, alguno de los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, fiscales...) que afectan a la sociedad y/o su grupo,

NO

En caso afirmativo, indique las circunstancias que los han motivado y si han funcionado los sistemas de control establecidos.

D.3 Indique si existe alguna comisión u otro órgano de gobierno encargado de establecer y supervisar estos dispositivos de control.

SI

En caso afirmativo detalle cuales son sus funciones.

**Nombre de la comisión u órgano**

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

**Descripción de funciones**

La Comisión de Auditoría y Control, como órgano consultivo del Consejo de Administración, tiene como función principal servir de apoyo al Consejo en sus cometidos de vigilancia mediante, entre otras actuaciones, la revisión periódica de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Con este objeto, la Comisión de Auditoría y Control realiza un seguimiento del desarrollo del Plan Anual de Auditoría Interna, el cuál está orientado a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control establecidos, para asegurar que permiten la identificación, gestión y/o mitigación de los riesgos, de naturaleza operativa, patrimonial y reputacional, del Grupo Repsol YPF. En este sentido, la Comisión se apoya en Auditoría Interna para conocer las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueren relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

Asimismo, la Comisión de Auditoría y Control supervisa la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo.

Finalmente, la Comisión, a través de las áreas correspondientes de la Compañía, conoce y orienta la política, los objetivos y las directrices del Grupo Repsol YPF en el ámbito medioambiental y de seguridad.

D.4 Identificación y descripción de los procesos de cumplimiento de las distintas regulaciones que afectan a su sociedad y/o a su grupo.

La Comisión de Auditoría y Control sirve de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, velando por el cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Vigila el cumplimiento de la normativa aplicable, de ámbito nacional o internacional, en asuntos relacionados con las conductas en los mercados de valores; y protección de datos. Se asegura de que los Códigos Éticos y de Conducta Internos y ante los Mercados de Valores, aplicables al personal del Grupo, cumplen las exigencias normativas y son adecuados para la Sociedad.

Del mismo modo, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos y la correcta aplicación de los criterios contables.

## E - JUNTA GENERAL

E.1 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) respecto al quórum de constitución de la Junta General

NO

	% de quórum distinto al establecido en art. 102 LSA para supuestos generales	% de quórum distinto al establecido en art. 103 LSA para supuestos especiales del art. 103
Quórum exigido en 1ª convocatoria	0	0
Quórum exigido en 2ª convocatoria	0	0

E.2 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) para el régimen de adopción de acuerdos sociales.

SI

Título	Valor
Modificación limitación derechos de voto	75,000

Describe en qué se diferencia del régimen previsto en la LSA.

Describe las diferencias
Como excepción al régimen previsto en la Ley de Sociedades Anónimas, el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista, o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo, será del 10% del capital suscrito con derecho a voto, y los acuerdos para la modificación de ese límite requerirán, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General. Esa misma mayoría será necesaria para modificar la mayoría precisa para la alteración de tal límite.

### E.3 Relacione los derechos de los accionistas en relación con las juntas generales, que sean distintos a los establecidos en la LSA.

De acuerdo con el artículo 23 de los Estatutos Sociales podrán asistir a la Junta General los accionistas que sean titulares de cualquier número de acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con cinco días de antelación a su celebración, y se provean, en la forma prevista en la convocatoria, de la correspondiente tarjeta de asistencia, acreditativa del cumplimiento de los mencionados requisitos que se expedirá con carácter nominativo por las entidades a que legalmente corresponda.

En cuanto al derecho de participación e información de los accionistas, el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF S.A. prevé que:

‘6.3 El Consejo de Administración adoptará cuantas medidas estime oportunas para asegurarse de que la Junta General ejerza las funciones que le son propias. A tal fin pondrá a disposición de los accionistas, con carácter previo a la Junta, cuanta información sea legalmente exigible o, aún no siéndolo, resulte de interés para ellos y pueda ser suministrada razonablemente. Asimismo atenderá con la mayor diligencia las solicitudes de información y las preguntas formuladas por los accionistas con carácter previo a la Junta o con ocasión de la celebración de ésta última.

6.4 La información que la Sociedad facilite a sus accionistas y demás partícipes en los mercados financieros será completa, correcta, equitativa, simétrica y en tiempo útil.

Con el fin de conseguir una mayor transparencia e inmediatez en el proceso de difusión de información, la Sociedad utilizará los procedimientos y tecnologías de uso generalizado que la técnica ponga a disposición de empresas y particulares. A tal fin, el Consejo de Administración intensificará el uso de la página web de la Compañía y acordará los contenidos a facilitar por dicho medio y que incluirán, entre otros documentos, los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración, los informes trimestrales y anuales, las convocatorias de las Juntas Generales, su reglamentación y acuerdos adoptados en la última celebrada, así como cualquier otra información que se considere oportuna.’

Adicionalmente, el Reglamento de la Junta General establece en su artículo 5, en relación con el derecho de participación e información de los accionistas, que el anuncio de la convocatoria de la Junta General contendrá ‘el lugar y el horario en el que estarán a disposición del accionista los documentos que se sometan a la aprobación de la Junta, aquellos otros documentos que sean legalmente preceptivos y los que, adicionalmente, decida el Consejo de Administración, sin perjuicio de la facultad que asiste al accionista de solicitar y recibir el envío gratuito de todos los documentos mencionados.’

Este mismo artículo 5 del Reglamento de la Junta General contempla, asimismo, que ‘además de lo exigido por disposición legal o estatutaria, desde la fecha de publicación de la convocatoria de la Junta General la Sociedad publicará a través de su página web el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del orden del día, incluyendo, en el caso de propuestas de nombramiento de administradores, la información a la que se refiere el apartado 13 del artículo 47 de los Estatutos sociales ((i) el perfil profesional y biográfico, (ii) la relación de otros consejos de administración de los que formen parte, (iii) la indicación de la categoría de consejero a la que pertenezcan, señalándose, en el caso de los dominicales, el accionista al que representan o con quien tengan vínculos, (iv) la fecha de su primer nombramiento como Consejeros en la Sociedad, así como de los posteriores, y (v) las acciones de la Sociedad y opciones sobre ellas de las que sean titulares).

Se excepcionarán aquellos supuestos en los que, tratándose de propuestas para las que la Ley o los Estatutos no requieran su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo estime que concurren motivos justificados para no hacerlo.

Asimismo, cuando exista un complemento de la convocatoria, desde la fecha de su publicación la Sociedad hará públicas a través de su página web el texto de las propuestas a que dicho complemento se refiera, siempre que hayan sido remitidas a la Sociedad.’

El artículo 6.1 del Reglamento de la Junta General de Accionistas dispone también que:

‘En todo momento los accionistas, previa consignación de su identidad como tales, podrán, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página Web de la Sociedad, formular cuestiones o realizar sugerencias que guarden relación con las

actividades e intereses de la misma y consideren que deben ser tratadas en Junta General de Accionistas.

Convocada la Junta General y antes de los siete días inmediatos a la fecha fijada como primera convocatoria, los accionistas podrán utilizar los mismos medios para comentar o realizar sugerencias por escrito con relación a las propuestas incluidas en su Orden del Día.

Los Servicios de la Sociedad examinarán las cuestiones, sugerencias y comentarios de los accionistas y, de forma agrupada en su caso, se difundirán sus respuestas en la página Web de la Sociedad o, de considerarlo procedente el Consejo de Administración, serán tratadas en Junta General de Accionistas, aunque no sean incluidas en el Orden del Día.

Además de todo ello, para facilitar el acceso de los accionistas a la información de la Compañía, Repsol ha creado la Oficina de Información al Accionista mencionada anteriormente. En ella el accionista dispone de acceso telefónico gratuito y un correo electrónico donde puede solicitar cuanta información sea de su interés. Adicionalmente los accionistas pueden acudir a dicha Oficina donde recibirán atención personalizada.

#### E.4 Indique, en su caso, las medidas adoptadas para fomentar la participación de los accionistas en las juntas generales.

El Reglamento de la Junta General de Accionistas, facilita, en su apartado 6, el derecho de participación e información del accionista, previéndose la posibilidad de que pueda formular cuestiones o realizar sugerencias que guarden relación con las actividades o intereses de la misma y que considere que deben ser tratadas en la Junta General, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

Además de estas medidas previstas expresamente en las Normas de Gobierno Corporativo de Repsol YPF, S.A., la compañía fomenta igualmente la participación de los accionistas en la Junta General con las siguientes medidas:

- Publicación del anuncio de la convocatoria en los medios de comunicación de mayor difusión, con antelación suficiente, insertándose una copia en la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)) y enviándose copia del mismo a las bolsas en las que coticen las acciones y a las entidades depositarias de las acciones, para que procedan a la emisión de las tarjetas de asistencia.
- Advertencia, en el anuncio de la convocatoria, de la celebración de la Junta General en segunda convocatoria.
- Prácticas seguidas para incentivar la asistencia mediante la entrega de obsequios e, incluso en su caso, el pago de primas de asistencia.
- Celebración de la Junta General en un local con las mejores condiciones para el desarrollo y seguimiento de la reunión, con un gran aforo, y facilitando el traslado hasta el mismo.
- Posibilidad de ejercer o delegar el voto a distancia, ya sea por correspondencia postal o por medios electrónicos, poniendo a disposición de los accionistas:

En la página web y en la Oficina de Atención al Accionista un modelo para el ejercicio del voto por correspondencia postal.

Una aplicación en la página web para el ejercicio o delegación del voto por medios electrónicos, para aquellos accionistas que tengan una firma electrónica reconocida o avanzada, basada en un certificado electrónico reconocido y vigente, emitido por la Entidad Pública de Certificación Española (CERES).

- Posibilidad de fraccionar el voto a través de la plataforma de voto y delegación por medios electrónicos y por correo postal.
- Asistencia y orientación personalizada a los accionistas que deseen intervenir, a través del personal de la Oficina de Información al Accionista.
- Posibilidad de acceder a la transmisión en directo de la reunión a través de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

- Difusión, a través de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)) de las propuestas de acuerdos correspondientes a los puntos del Orden del Día, así como del informe del Consejo de Administración referente a cada una de las propuestas de acuerdos sometidas a la aprobación de la Junta General.

E.5 Indique si el cargo de presidente de la Junta General coincide con el cargo de presidente del Consejo de Administración. Detalle, en su caso, qué medidas se adoptan para garantizar la independencia y buen funcionamiento de la Junta General:

SI

<b>Detalles las medidas</b>
A iniciativa propia, el Consejo de Administración tradicionalmente requiere la presencia de un Notario para que asista a la celebración de la Junta General y levante acta de la reunión.
En consecuencia, ni el Presidente ni el Secretario de la Junta General intervienen en la elaboración del acta, que se encomienda a un fedatario público, con la consiguiente garantía de neutralidad para los accionistas.

E.6 Indique, en su caso, las modificaciones introducidas durante el ejercicio en el reglamento de la Junta General.

El Reglamento de la Junta General de Accionistas, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. el 4 de abril de 2003, y modificado por acuerdos de este mismo órgano el 31 de marzo de 2004, 16 de junio de 2006 y 9 de mayo de 2007, no ha sido modificado durante el ejercicio 2009.

El Reglamento de la Junta General se encuentra a disposición de los interesados en la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

E.7 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe:

<b>Datos de asistencia</b>					
<b>Fecha Junta General</b>	<b>% de presencia física</b>	<b>% en representación</b>	<b>% voto a distancia</b>		<b>Total</b>
			<b>Voto electrónico</b>	<b>Otros</b>	
14/05/2009	0,055	66,145	0,002	0,156	66,358

E.8 Indique brevemente los acuerdos adoptados en las juntas generales celebrados en el ejercicio al que se refiere el presente informe y porcentaje de votos con los que se ha adoptado cada acuerdo.

Durante el ejercicio 2009 se celebró únicamente una Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A., la Junta General Ordinaria que tuvo lugar el 14 de mayo de 2009, y en la que se adoptaron los siguientes acuerdos, con las mayorías que se indican:

1. Aprobar las Cuentas Anuales e Informe de Gestión de Repsol YPF, S.A., las Cuentas Anuales Consolidadas y del Informe de Gestión Consolidado, correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2008, la propuesta de aplicación de sus resultados y la gestión del Consejo de Administración durante dicho ejercicio.

Votaron a favor 610.324.265 acciones, votaron en contra 174.202 acciones y se abstuvieron 37.100.694 acciones.

2.1 Reelegir como miembro del Consejo de Administración, por un nuevo período de cuatro años, a D. Luis Suárez de Lezo Mantilla.

Votaron a favor 609.045.147 acciones, votaron en contra 26.161.547 acciones y se abstuvieron 12.392.467 acciones.

2.2 Nombrar Consejera de la Sociedad, por el período estatutario de cuatro años, a Dña. María Isabel Gabarró Miquel.

Votaron a favor 610.334.514 acciones, votaron en contra 24.876.499 acciones y se abstuvieron 12.388.148 acciones.

3. Reelegir como Auditor de Cuentas de Repsol YPF, S.A. y de su Grupo Consolidado a la Sociedad Deloitte, S.L. por el período legalmente establecido de una anualidad, encomendándole igualmente la realización de los demás servicios de Auditoría exigidos por la Ley que precisare la sociedad hasta la celebración de la próxima Junta General Ordinaria.

Votaron a favor 609.003.154 acciones, votaron en contra 532.484 acciones y se abstuvieron 38.063.523 acciones.

4. Autorizar al Consejo de Administración, con expresa facultad de sustitución, para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., directamente o a través de sociedades dominadas, dentro del plazo de 18 meses a contar desde el acuerdo de la Junta, dejando sin efecto la autorización acordada en la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2008.

Votaron a favor 633.853.063 acciones, votaron en contra 1.443.745 acciones y se abstuvieron 12.302.353 acciones.

5. Delegar en el Consejo de Administración la facultad para emitir obligaciones, bonos y demás valores de renta fija de análoga naturaleza, tanto simples como canjeables por acciones en circulación de otras sociedades, así como pagarés y participaciones preferentes, y para garantizar las emisiones de valores de sociedades del grupo, dejando sin efecto, en la parte no utilizada, el acuerdo octavo de la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2005.

Votaron a favor 605.604.949 acciones, votaron en contra 2.504.393 acciones y se abstuvieron 39.489.819 acciones.

6. Delegación de facultades para complementar, desarrollar, ejecutar, subsanar y formalizar los acuerdos adoptados por la Junta General.

Votaron a favor 610.589.324 acciones, votaron en contra 58.837 acciones y se abstuvieron 36.951.000 acciones.

E.9 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la Junta General.

NO

Número de acciones necesarias para asistir a la Junta General	
---	--

E.10 Indique y justifique las políticas seguidas por la sociedad referente a las delegaciones de voto en la junta general.



De acuerdo con el apartado 8 del Reglamento de la Junta General, todo accionista que tenga derecho de asistencia podrá hacerse representar en la Junta General por medio de otra persona, que no necesitará ser accionista. La representación deberá conferirse por escrito o por medios de comunicación a distancia, y con carácter especial para cada Junta.

Para ello, además de poder remitir las delegaciones para la asistencia y voto en la Junta a través de las entidades participantes de la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores S.A. (Iberclear), se pone a disposición de los accionistas la Oficina de Información al Accionista, a la que pueden dirigirse por correo o en persona, y otra oficina abierta, exclusivamente para este fin, en el domicilio social, Paseo de la Castellana, número 278, donde se reciben las tarjetas de asistencia y se entregan los obsequios correspondientes.

Asimismo, para aquellos accionistas que tengan una firma electrónica reconocida o avanzada, basada en un certificado electrónico reconocido y vigente, emitido por la Entidad Pública de Certificación Española (CERES), se pone a disposición una aplicación en la página web para la delegación del voto por medios electrónicos.

E.11 Indique si la compañía tiene conocimiento de la política de los inversores institucionales de participar o no en las decisiones de la sociedad:

NO

E.12 Indique la dirección y modo de acceso al contenido de gobierno corporativo en su página Web.

El contenido de gobierno corporativo, regulado por la Ley 26/2003, de 17 de julio, la Orden ECO/3722/2003, de 26 de diciembre y la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, se recoge en el epígrafe 'Información para accionistas e inversores' de la página web de la Sociedad ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

## F - GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código Unificado de buen gobierno. En el supuesto de no cumplir alguna de ellas, explique las recomendaciones, normas, prácticas o criterios, que aplica la sociedad.

1. Que los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

*Ver epígrafes: A.9, B.1.22, B.1.23 y E.1, E.2*

Explique

El art. 27 de los Estatutos y el art. 13.6 del Reglamento de la Junta General de Accionistas de la Sociedad, establecen que el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General un mismo accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo, será del 10% del total del capital social con derecho a voto.

Dicha limitación fue aprobada, al amparo de lo dispuesto por el artículo 105 de la Ley de Sociedades Anónimas, en la Junta

General Extraordinaria de 1999 por un 95% del capital social concurrente a dicha Junta.

2. Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:

- a) Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;
- b) Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.

*Ver epígrafes: C.4 y C.7*

No Aplicable

3. Que, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes mercantiles, se sometan a la aprobación de la Junta General de Accionistas las operaciones que entrañen una modificación estructural de la sociedad y, en particular, las siguientes:

- a) La transformación de sociedades cotizadas en compañías holding, mediante "filialización" o incorporación a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, incluso aunque ésta mantenga el pleno dominio de aquéllas;
- b) La adquisición o enajenación de activos operativos esenciales, cuando entrañe una modificación efectiva del objeto social;
- c) Las operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la sociedad.

Cumple

4. Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la Junta General, incluida la información a que se refiere la recomendación 28, se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la Junta.

Cumple

5. Que en la Junta General se voten separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, a fin de que los accionistas puedan ejercer de forma separada sus preferencias de voto. Y que dicha regla se aplique, en particular:

- a) Al nombramiento o ratificación de consejeros, que deberán votarse de forma individual;
- b) En el caso de modificaciones de Estatutos, a cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.

*Ver epígrafe: E.8*

Cumple

6. Que las sociedades permitan fraccionar el voto a fin de que los intermediarios financieros que aparezcan legitimados como accionistas, pero actúen por cuenta de clientes distintos, puedan emitir sus votos conforme a las instrucciones de éstos.

*Ver epígrafe: E.4*

Cumple

7. Que el Consejo desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas y se guíe por el interés de la compañía, entendido como hacer máximo, de forma sostenida, el valor económico de la empresa.

Y que vele asimismo para que en sus relaciones con los grupos de interés (stakeholders) la empresa respete las leyes y reglamentos; cumpla de buena fe sus obligaciones y contratos; respete los usos y buenas prácticas de los sectores y territorios donde ejerza su actividad; y observe aquellos principios adicionales de responsabilidad social que hubiera aceptado voluntariamente.

Cumple

8. Que el Consejo asuma, como núcleo de su misión, aprobar la estrategia de la compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la compañía. Y que, a tal fin, el Consejo en pleno se reserve la competencia de aprobar:

a) Las políticas y estrategias generales de la sociedad, y en particular:

- i) El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales;
- ii) La política de inversiones y financiación;
- iii) La definición de la estructura del grupo de sociedades;
- iv) La política de gobierno corporativo;
- v) La política de responsabilidad social corporativa;
- vi) La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos;
- vii) La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.
- viii) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

*Ver epígrafes: B.1.10, B.1.13, B.1.14 y D.3*

b) Las siguientes decisiones :

- i) A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.

*Ver epígrafe: B.1.14*

- ii) La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.

*Ver epígrafe: B.1.14*

- iii) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente.
- iv) Las inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico, salvo que su aprobación corresponda a la Junta General;
- v) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculados ("operaciones vinculadas").

Esa autorización del Consejo no se entenderá, sin embargo, precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- 1ª. Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;
- 2ª. Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;
- 3ª. Que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

Se recomienda que el Consejo apruebe las operaciones vinculadas previo informe favorable del Comité de Auditoría o, en su caso, de aquel otro al que se hubiera encomendado esa función; y que los consejeros a los que afecten, además de no ejercer ni delegar su derecho de voto, se ausenten de la sala de reuniones mientras el Consejo delibera y vota sobre ella.

Se recomienda que las competencias que aquí se atribuyen al Consejo lo sean con carácter indelegable, salvo las mencionadas en las letras b) y c), que podrán ser adoptadas por razones de urgencia por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

*Ver epígrafes: C.1 y C.6*

Cumple Parcialmente

La sociedad cumple el contenido de la recomendación, excepto los apartados:

- a.iii) Dada la complejidad y el elevado número de empresas que integran el Grupo Repsol YPF actualmente, no se ha considerado conveniente recoger expresamente en la normativa interna de la Sociedad el contenido de esta recomendación.

- a.vii) La Sociedad cumple, excepto lo relativo al seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control. A este respecto, dado que la recomendación 50.1 del Código Unificado atribuye a la Comisión de Auditoría y Control funciones en materia de supervisión de los sistemas de información, control interno y gestión de riesgos, así como que Repsol YPF está sujeta a la Ley estadounidense Sarbanes-Oxley (Sección 404), en virtud de la cual la Comisión de Auditoría y Control debe actuar como máximo órgano de control y supervisión del funcionamiento del sistema de Control Interno de Reporting Financiero, se ha considerado conveniente que corresponda a dicha Comisión la función de supervisar los sistemas de gestión de riesgos, control interno y sistemas de información de la Compañía, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias.

- b.i) La Sociedad cumple, excepto lo relativo al cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización. Se entiende que esta facultad sobre la alta dirección debe estar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias. No obstante, el Consejo de Administración se reserva la facultad de aprobar las cláusulas de garantía o de 'blindaje' para casos de despido o cambios de control a favor de los Altos Directivos de la Sociedad, cuando sus condiciones superen las habituales de mercado.

- b.v) La Sociedad cumple, excepto lo relativo a la creación o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales. A este respecto, la Sociedad ha optado por que la Comisión de Auditoría y Control reciba información sobre estas materias y vele por que estas operaciones respondan a finalidades apropiadas y por que la Alta Dirección adopte las medidas oportunas para identificarlas y gestionarlas adecuadamente. Todo ello, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias.

Por otro lado, esta recomendación incluye un concepto indeterminado (operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del Grupo), cuya incorporación a la normativa interna de la compañía no se ha considerado conveniente, dada la incertidumbre que puede generar en su aplicación.

9. Que el Consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.

*Ver epígrafe: B.1.1*

#### Explique

El Consejo de Administración consideró conveniente para la compañía, tomando en consideración la estructura de su capital y la representación de éste en el órgano de administración de la Sociedad, la incorporación al mismo de personas del máximo prestigio profesional, procedentes de los sectores de auditoría, financiero-contable, industrial y mercado de valores, que pudieran incrementar la capacidad de decisión del órgano de administración y la riqueza de sus puntos de vista.

A tal efecto, el Consejo de Administración propuso a la Junta General de Accionistas de 2007, dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en los Estatutos Sociales (9 a 16), establecer en 16 el número de Consejeros. Dicha propuesta fue aprobada por la referida Junta General.

10. Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del Consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.

*Ver epígrafes: A.2, A.3, B.1.3 y B.1.14*

#### Cumple

11. Que si existiera algún consejero externo que no pueda ser considerado dominical ni independiente, la sociedad explique tal circunstancia y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya con sus accionistas.

*Ver epígrafe: B.1.3*

No Aplicable

12. Que dentro de los consejeros externos, la relación entre el número de consejeros dominicales y el de independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los consejeros dominicales y el resto del capital.

Este criterio de proporcionalidad estricta podrá atenuarse, de forma que el peso de los dominicales sea mayor que el que correspondería al porcentaje total de capital que representen:

1º En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas, pero existan accionistas, con paquetes accionariales de elevado valor absoluto.

2º Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el Consejo, y no tengan vínculos entre sí.

*Ver epígrafes: B.1.3, A.2 y A.3*

Cumple

13. Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.

*Ver epígrafe: B.1.3*

Cumple

14. Que el carácter de cada consejero se explique por el Consejo ante la Junta General de Accionistas que deba efectuar o ratificar su nombramiento, y se confirme o, en su caso, revise anualmente en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, previa verificación por la Comisión de Nombramientos. Y que en dicho Informe también se expliquen las razones por las cuales se haya nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 5% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.

*Ver epígrafes: B.1.3 y B.1.4*

Cumple

15. Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, el Consejo explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación; y que, en particular, la Comisión de Nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:

- a) Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras;
- b) La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

*Ver epígrafes: B.1.2, B.1.27 y B.2.3*

Cumple

16. Que el Presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del Consejo, se asegure de que los consejeros reciban con carácter previo información suficiente; estimule el debate y la participación activa de los consejeros durante las sesiones del Consejo, salvaguardando su libre toma de posición y expresión de opinión; y organice y coordine con los presidentes de las Comisiones relevantes la evaluación periódica del Consejo, así como, en su caso, la del Consejero Delegado o primer ejecutivo.

*Ver epígrafe: B.1.42*

Cumple

17. Que, cuando el Presidente del Consejo sea también el primer ejecutivo de la sociedad, se faculte a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día; para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos; y para dirigir la evaluación por el Consejo de su Presidente.

*Ver epígrafe: B.1.21*

Cumple Parcialmente

Actualmente la convocatoria del Consejo pueden solicitarla 1/4 de los consejeros (art. 9.3 Reglamento del Consejo). Por tanto, dado que los Consejeros Independientes representan la mitad del total de consejeros, éstos podrán, por si mismos, solicitar la convocatoria del Consejo.

A este respecto, el Consejo de Administración procurará que el número de Consejeros Externos Independientes representen, al menos, un tercio del total de los Consejeros (artículo 3.2 Reglamento del Consejo).

Asimismo, cualquiera de los Consejeros puede pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo (artículo 9.3 Reglamento del Consejo).

18. Que el Secretario del Consejo, vele de forma especial para que las actuaciones del Consejo:

a) Se ajusten a la letra y al espíritu de las Leyes y sus reglamentos, incluidos los aprobados por los organismos reguladores;

b) Sean conformes con los Estatutos de la sociedad y con los Reglamentos de la Junta, del Consejo y demás que tenga la compañía;

c) Tengan presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código Unificado que la compañía hubiera aceptado.

Y que, para salvaguardar la independencia, imparcialidad y profesionalidad del Secretario, su nombramiento y cese sean informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo; y que dicho procedimiento de nombramiento y cese conste en el Reglamento del Consejo.

*Ver epígrafe: B.1.34*

Cumple

19. Que el Consejo se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada Consejero proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

*Ver epígrafe: B.1.29*

Cumple

20. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones.

*Ver epígrafes: B.1.28 y B.1.30*

Cumple

21. Que cuando los consejeros o el Secretario manifiesten preocupaciones sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la compañía y tales preocupaciones no queden resueltas en el Consejo, a petición de quien las hubiera manifestado se deje constancia de ellas en el acta.

No Aplicable

22. Que el Consejo en pleno evalúe una vez al año:

- a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del Consejo;
- b) Partiendo del informe que le eleve la Comisión de Nombramientos, el desempeño de sus funciones por el Presidente del Consejo y por el primer ejecutivo de la compañía;
- c) El funcionamiento de sus Comisiones, partiendo del informe que éstas le eleven.

*Ver epígrafe: B.1.19*

Cumple

23. Que todos los consejeros puedan hacer efectivo el derecho a recabar la información adicional que juzguen precisa sobre asuntos de la competencia del Consejo. Y que, salvo que los Estatutos o el Reglamento del Consejo establezcan otra cosa, dirijan su requerimiento al Presidente o al Secretario del Consejo.

*Ver epígrafe: B.1.42*

Cumple

24. Que todos los consejeros tengan derecho a obtener de la sociedad el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones. Y que la sociedad arbitre los cauces adecuados para el ejercicio de este derecho, que en circunstancias especiales podrá incluir el asesoramiento externo con cargo a la empresa.

*Ver epígrafe: B.1.41*

Cumple

25. Que las sociedades establezcan un programa de orientación que proporcione a los nuevos consejeros un conocimiento rápido y suficiente de la empresa, así como de sus reglas de gobierno corporativo. Y que ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple

26. Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:

- a) Que los consejeros informen a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;
- b) Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros.

*Ver epígrafes: B.1.8, B.1.9 y B.1.17*

Cumple Parcialmente

La Sociedad cumple, excepto lo relativo a las reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros. A este respecto, considera suficiente para asegurar el eficaz desempeño de sus funciones por los Consejeros las obligaciones que, conforme a lo establecido en el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deben cumplir por virtud de su cargo:

. Dedicar con continuidad el tiempo y esfuerzo necesarios para seguir de forma regular las cuestiones que plantea la administración de la Sociedad.

. Informarse y preparar adecuadamente las reuniones del Consejo y de los órganos delegados y consultivos a los que pertenezcan, recabando la información suficiente para ello y la colaboración o asistencia que consideren oportunas.

. Asistir a las reuniones de los órganos de que formen parte y participar activamente en las deliberaciones a fin de que su criterio

contribuya eficazmente al proceso de toma de decisiones. De no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que ha sido convocado, deberá instruir al Consejero que, en su caso, le represente.

. Realizar cualquier cometido específico que le encomiende el Consejo de Administración y se halle razonablemente comprendido en su compromiso de dedicación.

. Informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones informará al Consejo sobre el cumplimiento por los Consejeros de las referidas obligaciones.

27. Que la propuesta de nombramiento o reelección de consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General de Accionistas, así como su nombramiento provisional por cooptación, se aprueben por el Consejo:

- a) A propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de consejeros independientes.
- b) Previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes consejeros.

*Ver epígrafe: B.1.2*

Cumple

28. Que las sociedades hagan pública a través de su página Web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:

- a) Perfil profesional y biográfico;
- b) Otros Consejos de administración a los que pertenezca, se trate o no de sociedades cotizadas;
- c) Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.
- d) Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de los posteriores, y;
- e) Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sea titular.

Cumple

29. Que los consejeros independientes no permanezcan como tales durante un período continuado superior a 12 años.

*Ver epígrafe: B.1.2*

Cumple

30. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

*Ver epígrafes: A.2, A.3 y B.1.2*

Cumple

31. Que el Consejo de Administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero hubiera incumplido los deberes inherentes a su cargo o incurrido en algunas de las circunstancias descritas en el epígrafe 5 del apartado III de definiciones de este Código.



También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultados de Ofertas Públicas de Adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad cuando tales cambios en la estructura del Consejo vengán propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 12.

*Ver epígrafes: B.1.2, B.1.5 y B.1.26*

Cumple

32. Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al Consejo de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas, el Consejo examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el Consejo de cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

*Ver epígrafes: B.1.43 y B.1.44*

Cumple

33. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al Consejo puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de interés, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el Consejo.

Y que cuando el Consejo adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, éste saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

Esta Recomendación alcanza también al Secretario del Consejo, aunque no tenga la condición de consejero.

No Aplicable

34. Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del Consejo. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

*Ver epígrafe: B.1.5*

Cumple

35. Que la política de retribuciones aprobada por el Consejo se pronuncie como mínimo sobre las siguientes cuestiones:

a) Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen;

b) Conceptos retributivos de carácter variable, incluyendo, en particular:

i) Clases de consejeros a los que se apliquen, así como explicación de la importancia relativa de los conceptos retributivos variables respecto a los fijos.

ii) Criterios de evaluación de resultados en los que se base cualquier derecho a una remuneración en acciones, opciones sobre acciones o cualquier componente variable;

iii) Parámetros fundamentales y fundamento de cualquier sistema de primas anuales (bonus) o de otros beneficios no satisfechos en efectivo; y

- iv) Una estimación del importe absoluto de las retribuciones variables a las que dará origen el plan retributivo propuesto, en función del grado de cumplimiento de las hipótesis u objetivos que tome como referencia.
- c) Principales características de los sistemas de previsión (por ejemplo, pensiones complementarias, seguros de vida y figuras análogas), con una estimación de su importe o coste anual equivalente.
- d) Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos, entre las que se incluirán:
  - i) Duración;
  - ii) Plazos de preaviso; y
  - iii) Cualesquiera otras cláusulas relativas a primas de contratación, así como indemnizaciones o blindajes por resolución anticipada o terminación de la relación contractual entre la sociedad y el consejero ejecutivo.

*Ver epígrafe: B.1.15*

Cumple

36. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones mediante entrega de acciones de la sociedad o de sociedades del grupo, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción, retribuciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad o sistemas de previsión.

Esta recomendación no alcanzará a la entrega de acciones, cuando se condicione a que los consejeros las mantengan hasta su cese como consejero.

*Ver epígrafes: A.3 y B.1.3*

Cumple

37. Que la remuneración de los consejeros externos sea la necesaria para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija; pero no tan elevada como para comprometer su independencia.

Cumple

38. Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.

Cumple

39. Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales retribuciones guardan relación con el desempeño profesional de sus beneficiarios y no derivan simplemente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Cumple

40. Que el Consejo someta a votación de la Junta General de Accionistas, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. Y que dicho informe se ponga a disposición de los accionistas, ya sea de forma separada o de cualquier otra forma que la sociedad considere conveniente.

Dicho informe se centrará especialmente en la política de retribuciones aprobada por el Consejo para el año ya en curso, así como, en su caso, la prevista para los años futuros. Abordará todas las cuestiones a que se refiere la Recomendación 35, salvo aquellos extremos que puedan suponer la revelación de información comercial sensible. Hará hincapié en los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio

pasado al que se refiera la Junta General. Incluirá también un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en dicho ejercicio pasado.

Que el Consejo informe, asimismo, del papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones en la elaboración de la política de retribuciones y, si hubiera utilizado asesoramiento externo, de la identidad de los consultores externos que lo hubieran prestado.

*Ver epígrafe: B.1.16*

Cumple Parcialmente

La Sociedad elabora el Informe sobre la política de retribuciones de los Consejeros, que es puesto a disposición de los accionistas, a título informativo, con motivo de la celebración de la Junta General Ordinaria de Accionistas.

41. Que la Memoria detalle las retribuciones individuales de los consejeros durante el ejercicio e incluya:

- a) El desglose individualizado de la remuneración de cada consejero, que incluirá, en su caso:
  - i) Las dietas de asistencia u otras retribuciones fijas como consejero;
  - ii) La remuneración adicional como presidente o miembro de alguna comisión del Consejo;
  - iii) Cualquier remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, y la razón por la que se otorgaron;
  - iv) Las aportaciones a favor del consejero a planes de pensiones de aportación definida; o el aumento de derechos consolidados del consejero, cuando se trate de aportaciones a planes de prestación definida;
  - v) Cualesquiera indemnizaciones pactadas o pagadas en caso de terminación de sus funciones;
  - vi) Las remuneraciones percibidas como consejero de otras empresas del grupo;
  - vii) Las retribuciones por el desempeño de funciones de alta dirección de los consejeros ejecutivos;
  - viii) Cualquier otro concepto retributivo distinto de los anteriores, cualquiera que sea su naturaleza o la entidad del grupo que lo satisfaga, especialmente cuando tenga la consideración de operación vinculada o su omisión distorsione la imagen fiel de las remuneraciones totales percibidas por el consejero.
- b) El desglose individualizado de las eventuales entregas a consejeros de acciones, opciones sobre acciones o cualquier otro instrumento referenciado al valor de la acción, con detalle de:
  - i) Número de acciones u opciones concedidas en el año, y condiciones para su ejercicio;
  - ii) Número de opciones ejercidas durante el año, con indicación del número de acciones afectas y el precio de ejercicio;
  - iii) Número de opciones pendientes de ejercitar a final de año, con indicación de su precio, fecha y demás requisitos de ejercicio;
  - iv) Cualquier modificación durante el año de las condiciones de ejercicio de opciones ya concedidas.
- c) Información sobre la relación, en dicho ejercicio pasado, entre la retribución obtenida por los consejeros ejecutivos y los resultados u otras medidas de rendimiento de la sociedad.

Cumple

42. Que cuando exista Comisión Delegada o Ejecutiva (en adelante, "Comisión Delegada"), la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio Consejo y su secretario sea el del Consejo.

*Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.6*

Cumple

43. Que el Consejo tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la Comisión Delegada y que todos los miembros del Consejo reciban copia de las actas de las sesiones de la Comisión Delegada.

Cumple

44. Que el Consejo de Administración constituya en su seno, además del Comité de Auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una Comisión, o dos comisiones separadas, de Nombramientos y Retribuciones.

Que las reglas de composición y funcionamiento del Comité de Auditoría y de la Comisión o comisiones de Nombramientos y Retribuciones figuren en el Reglamento del Consejo, e incluyan las siguientes:

- a) Que el Consejo designe los miembros de estas Comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada Comisión; delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pleno del Consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;
- b) Que dichas Comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la Comisión.
- c) Que sus Presidentes sean consejeros independientes.
- d) Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.
- e) Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del Consejo.

*Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.3*

Cumple

45. Que la supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo se atribuya a la Comisión de Auditoría, a la Comisión de Nombramientos, o, si existieran de forma separada, a las de Cumplimiento o Gobierno Corporativo.

Cumple

46. Que los miembros del Comité de Auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.

Cumple

47. Que las sociedades cotizadas dispongan de una función de auditoría interna que, bajo la supervisión del Comité de Auditoría, vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno.

Cumple

48. Que el responsable de la función de auditoría interna presente al Comité de Auditoría su plan anual de trabajo; le informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo; y le someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple

49. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

- a) Los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales...) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance;
- b) La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable;

- c) Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse;
- d) Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de balance.

*Ver epígrafes: D*

Cumple

50. Que corresponda al Comité de Auditoría:

1º En relación con los sistemas de información y control interno:

- a) Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.
- b) Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.
- c) Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.
- d) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2º En relación con el auditor externo:

- a) Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación.
- b) Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones.
- c) Asegurar la independencia del auditor externo y, a tal efecto:
  - i) Que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.
  - ii) Que se asegure de que la sociedad y el auditor respetan las normas vigentes sobre prestación de servicios distintos a los de auditoría, los límites a la concentración del negocio del auditor y, en general, las demás normas establecidas para asegurar la independencia de los auditores;
  - iii) Que en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.
- d) En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren.

*Ver epígrafes: B.1.35, B.2.2, B.2.3 y D.3*

Cumple

51. Que el Comité de Auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple

52. Que el Comité de Auditoría informe al Consejo, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los siguientes asuntos señalados en la Recomendación 8:

- a) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente. El Comité debiera asegurarse de que las cuentas intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada del auditor externo.
- b) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.
- c) Las operaciones vinculadas, salvo que esa función de informe previo haya sido atribuida a otra Comisión de las de supervisión y control.

*Ver epígrafes: B.2.2 y B.2.3*

#### Cumple Parcialmente

La Sociedad cumple, excepto lo recogido en el apartado b relativo a las entidades domiciliadas en paraísos fiscales y las operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

A este respecto, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece que la Comisión de Auditoría y Control será informada sobre la creación o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales. Asimismo, corresponde a dicha Comisión velar por que estas operaciones respondan a finalidades apropiadas y la Alta Dirección adopte las medidas oportunas para identificarlas y gestionarlas adecuadamente.

Por otro lado, el referido apartado de esta recomendación incluye un concepto indeterminado (operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del Grupo), cuya incorporación a la normativa interna de la compañía no se ha considerado conveniente, dada la incertidumbre que puede generar en su aplicación.

53. Que el Consejo de Administración procure presentar las cuentas a la Junta General sin reservas ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan, tanto el Presidente del Comité de Auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

*Ver epígrafe: B.1.38*

#### Cumple

54. Que la mayoría de los miembros de la Comisión de Nombramientos -o de Nombramientos y Retribuciones, si fueran una sola- sean consejeros independientes.

*Ver epígrafe: B.2.1*

#### Explique

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra actualmente compuesta por dos Consejeros Externos Independientes y dos Consejeros Externos Dominicales (cada uno de ellos nombrado a propuesta de un accionista significativo).

55. Que correspondan a la Comisión de Nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

- a) Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.
- b) Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del Presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al Consejo, para que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.
- c) Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al Consejo.
- d) Informar al Consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la Recomendación 14 de este Código.

Ver epígrafe: B.2.3

Cumple Parcialmente

La Sociedad cumple, excepto lo relativo al informe sobre el cese de los altos directivos que el primer ejecutivo proponga al Consejo. De acuerdo con lo referido anteriormente en la recomendación 8, se considera que la facultad de cesar a los altos directivos de la Sociedad debe estar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad.

56. Que la Comisión de Nombramientos consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la Comisión de Nombramientos que tome en consideración, por si los considerara idóneos, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple

57. Que corresponda a la Comisión de Retribuciones, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) Proponer al Consejo de Administración:

- i) La política de retribución de los consejeros y altos directivos;
- ii) La retribución individual de los consejeros ejecutivos y las demás condiciones de sus contratos.
- iii) Las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

b) Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

Ver epígrafes: B.1.14 y B.2.3

Cumple

58. Que la Comisión de Retribuciones consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple

## G - OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

Si considera que existe algún principio o aspecto relevante relativo a las prácticas de gobierno corporativo aplicado por su sociedad, que no ha sido abordado por el presente Informe, a continuación, mencione y explique su contenido.

1. Nota sobre el apartado A.2.

Debido a que las acciones de la Sociedad están representadas por anotaciones en cuenta, la Sociedad no dispone de información actualizada sobre la identidad de sus accionistas ni los detalles de su participación. Por ello, los datos ofrecidos en este apartado provienen de la información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, Sociedad Anónima Unipersonal (IBERCLEAR) con motivo de la celebración de la Junta General Ordinaria de 14 de mayo de 2009, así como de la información remitida por los accionistas a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y a la propia Sociedad.

Por otro lado, se hace notar que, a efectos económicos, la participación del Grupo Critería CaixaCorp en Repsol YPF, S.A. es del 12,68% y que en Repinves, S.A., Critería CaixaCorp, S.A. ostenta una participación del 67,60% del capital social.

2. Nota sobre el apartado A.8

La cifra de 4.958 miles de euros corresponde al efecto patrimonial generado por transacciones con acciones emitidas por la Sociedad.

### 3. Nota sobre el apartado A.10

En relación con las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social, la Disposición Adicional 11 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, establece que deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

A este respecto, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 y 56 CE, al imponer el mencionado requerimiento de autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía.

### 4. Nota sobre el apartado B.1.11

Siguiendo la práctica anterior de Repsol YPF, S.A., y para completar la información suministrada en el apartado B.1.11., se detallan en el presente Informe Anual de Gobierno Corporativo las cantidades percibidas por los miembros del Consejo de Administración durante el ejercicio 2009, de forma individualizada y por conceptos retributivos o de otros beneficios y prestaciones.

#### a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones devengadas anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo asciende, en los ejercicios 2009 y 2008, a los siguientes importes:

Órgano de Gobierno	Euros	
	2009	2008
Consejo de Administración	172.287	172.287
Comisión Delegada	172.287	172.287
Comisión de Auditoría y Control	86.144	86.144
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	43.072	43.072
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	43.072	43.072

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2009 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,914 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Consejo	C. Deleg	C. Audit	C. Nombra.	C. Estrat.	TOTAL
BRUFAU NIUBÓ, Antonio	172.287	172.287	- - -	- - -	- - -	344.574
SUÁREZ DE LEZO MANTILLA, Luis	172.287	172.287	- - -	- - -	- - -	344.574
HERNÁNDEZ-GIL ÁLVAREZ-CIENFUEGOS, Antonio	71.786	71.786	- - -	- - -	- - -	17.947 - 161.519
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	172.287	172.287	- - -	- - -	- - -	43.072 387.646
DE LAS MORENAS LÓPEZ, Carmelo	172.287	- - -	86.144	- - -	- - -	258.431
REICHSTUL, Henri Philippe	172.287	172.287	- - -	- - -	- - -	344.574
BEATO BLANCO, Paulina	172.287	- - -	86.144	- - -	- - -	258.431
ECHENIQUE LANDIRIBAR, Javier	172.287	172.287	86.144	- - -	- - -	430.718
CARULLA FONT, Artur	172.287	114.858	- - -	43.072	- - -	330.217
DEL RIVERO ASENSIO, Luis	172.287	172.287	- - -	- - -	- - -	344.574
ABELLÓ GALLO, Juan	172.287	- - -	43.072	- - -	- - -	215.359
LOUREDA MANTIÑÁN, José Manuel	172.287	- - -	28.715	43.072	- - -	244.073



CROISSIER BATISTA, Luis Carlos	172.287 - - - 43.072 215.359
FAINÉ CASAS, Isidro	172.287 172.287 - - - 344.574
NIN GÉNOVA, Juan María	172.287 - - 43.072 43.072 258.431
DURÁNDEZ ADEVA, Ángel	172.287 - 86.144 - - 258.431
GABARRO MIQUEL, M Isabel	114.858 - - 28.715 28.715 172.288

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.

- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija, variable anual y en especie (vivienda y otros) percibida en el año 2009 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,969 millones de euros, correspondiendo 2,625 a D. Antonio Brufau y 1,344 a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración variable plurianual percibida por D. Antonio Brufau, determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2005-2008, ha ascendido a 0,988 millones de euros. La retribución variable plurianual percibida por D. Luis Suárez de Lezo, como partícipe de dicho programa, ha ascendido a 0,222 millones de euros.

Estas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado 'Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia' siguiente.

c) Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2009 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,437 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

Euros	
YPF Gas Natural	CLH Total
Antonio Brufau 67.738 265.650	- 333.388
Luis Suárez de Lezo 67.917	- 35.869 103.786

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol YPF.

e) Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia.

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2009 a 2,747 millones de euros. Corresponden 2,468 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,279 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

f) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2009, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

g) Operaciones con los Administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones con accionistas significativos de la sociedad, los Administradores de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

h) Relación con los resultados de la Compañía

Las retribuciones percibidas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 6,305 millones de euros, lo cual representa un 0,3% del resultado del periodo.

5. Nota sobre el apartado B.1.12.

A efectos del presente Informe Anual de Gobierno Corporativo, Repsol YPF considera 'altos directivos' a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF, al resto de Directivos con dependencia directa del Presidente Ejecutivo y al Director de Auditoría y Control.

Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información sobre los miembros de la alta dirección incluida en el apartado B.1.12 no incluye al personal directivo con la condición de consejero ejecutivo.

La cantidad de 13,229 millones de euros corresponde a la remuneración total percibida por las personas señaladas en el apartado B.1.12 que han sido altos directivos de Repsol YPF durante el ejercicio 2009.

La remuneración total indicada no es la devengada, sino la percibida. Esta cantidad no incluye los costes por las aportaciones realizadas a plan de pensiones, seguro de vida, plan de previsión y premio de permanencia, que han ascendido a 2,152 millones de euros; ni las indemnizaciones percibidas por parte del personal directivo de la Compañía por extinción de contrato y pactos de no concurrencia que ascienden a 9 millones de euros.

6. Nota sobre el apartado C.2

Respecto de los compromisos adquiridos mencionados, en el caso de Sacyr Vallehermoso, S.A. se corresponden con el volumen de compras vigentes a la fecha neto del volumen de ventas. Por el contrario, en el caso de Petróleos Mexicanos representan el volumen de ventas neto de compras.

Adicionalmente a las operaciones con partes vinculadas mencionadas anteriormente, el Grupo posee al cierre de 2009 otras operaciones por 2.482 millones de euros con el grupo 'la Caixa', dentro de las cuales se incluyen inversiones a corto plazo por 747 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 736 millones de euros y de tipo de interés por 806 millones de euros.

Dentro de este apartado podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz, relacionados con los anteriores apartados del informe, en la medida en que sean relevantes y no reiterativos.

En concreto, indique si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

Definición vinculante de consejero independiente:

Indique si alguno de los consejeros independientes tiene o ha tenido alguna relación con la sociedad, sus accionistas significativos o sus directivos, que de haber sido suficientemente significativa o importante, habría determinado que el consejero no pudiera ser considerado como independiente de conformidad con la definición recogida en el apartado 5 del Código Unificado de buen gobierno:

NO

Fecha y firma:

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha

24/02/2010

Indique si ha habido Consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

NO

**E) INFORMACIÓN SUPLEMENTARIA SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS (INFORMACIÓN NO AUDITADA)**

**INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**  
(información no auditada).

Costes capitalizados

Representan los importes de los costes históricos capitalizados en áreas con reservas de hidrocarburos probadas y no probadas, incluyendo los equipos e instalaciones auxiliares, así como su correspondiente amortización y provisión acumuladas.

Millones de euros

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norte América	África	Asia
<u>Al 31 de diciembre de 2008</u>								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas .....	26.553	383	20.638	1.271	2.227	1.282	704	48
Costes capitalizados en propiedades con reservas no probadas .....	2.357	10	99	165	300	1.366	410	7
	28.910	394	20.737	1.436	2.527	2.648	1.114	55
Equipos e instalaciones auxiliares .....	1.941	426	397	544	273	83	217	1
<b>Total costes capitalizados .....</b>	<b>30.851</b>	<b>819</b>	<b>21.134</b>	<b>1.980</b>	<b>2.800</b>	<b>2.731</b>	<b>1.331</b>	<b>56</b>
Amortización y provisión acumulada .....	(18.509)	(688)	(15.294)	(762)	(1.210)	(45)	(509)	(1)
<b>Importes netos .....</b>	<b>12.342</b>	<b>131</b>	<b>5.840</b>	<b>1.218</b>	<b>1.590</b>	<b>2.686</b>	<b>822</b>	<b>55</b>

Millones de euros

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norte América	África	Asia
<u>Al 31 de diciembre de 2009</u>								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas .....	26.789	338	20.532	1.218	2.516	1.324	807	54
Costes capitalizados en propiedades con reservas no probadas .....	2.588	103	81	222	532	1.267	376	7
	29.377	441	20.613	1.440	3.048	2.591	1.183	61
Equipos e instalaciones auxiliares .....	1.759	48	368	598	245	282	217	1
<b>Total costes capitalizados .....</b>	<b>31.136</b>	<b>489</b>	<b>20.981</b>	<b>2.038</b>	<b>3.293</b>	<b>2.873</b>	<b>1.400</b>	<b>62</b>
Amortización y provisión acumulada .....	(19.401)	(352)	(15.692)	(876)	(1.575)	(355)	(550)	(1)
<b>Importes netos .....</b>	<b>11.735</b>	<b>137</b>	<b>5.289</b>	<b>1.162</b>	<b>1.718</b>	<b>2.518</b>	<b>850</b>	<b>61</b>

Millones de euros

	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
<u>Al 31 de diciembre de 2010</u>								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas .....	30.847	488	23.164	1.342	2.981	1.886	933	53
Costes capitalizados en propiedades con reservas no probadas .....	2.297	5	116	243	531	1.017	377	8
	33.144	493	23.280	1.585	3.512	2.903	1.310	61
Equipos e instalaciones auxiliares .....	2.093	52	521	697	265	316	242	-
<b>Total costes capitalizados .....</b>	<b>35.237</b>	<b>545</b>	<b>23.801</b>	<b>2.282</b>	<b>3.777</b>	<b>3.219</b>	<b>1.552</b>	<b>61</b>
Amortización y provisión acumulada .....	(22.830)	(367)	(18.171)	(1.094)	(1.670)	(732)	(743)	(53)
<b>Importes netos .....</b>	<b>12.407</b>	<b>178</b>	<b>5.630</b>	<b>1.188</b>	<b>2.107</b>	<b>2.487</b>	<b>809</b>	<b>8</b>

A 31 de diciembre de 2009 y 2010, el Grupo tiene registrados 7 y 68 millones de euros, respectivamente, como inversiones consolidadas por el método de la participación correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

### Costes soportados

Los costes soportados representan importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año, por adquisiciones de áreas con reservas de hidrocarburos y de actividades de exploración y desarrollo.

Millones de euros								
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia
<u>Al 31 de diciembre de 2008</u>								
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas .....	103	-	-	-	1	-	102	-
Adquisiciones de propiedades con reservas no probadas .....	110	-	-	-	-	-	110	-
Costes de exploración .....	871	47	128	7	148	205	307	29
Costes de desarrollo .....	1.782	17	1.266	89	79	273	48	10
<b>TOTAL</b>	<b>2.866</b>	<b>64</b>	<b>1.394</b>	<b>96</b>	<b>228</b>	<b>478</b>	<b>567</b>	<b>39</b>
Millones de euros								
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia
<u>Al 31 de diciembre de 2009</u>								
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas .....	6	-	-	-	6	-	-	-
Adquisiciones de propiedades con reservas no probadas .....	61	-	-	-	57	4	-	-
Costes de exploración .....	875	119	104	4	283	130	208	27
Costes de desarrollo .....	1.240	23	715	112	108	212	64	6
<b>TOTAL</b>	<b>2.182</b>	<b>142</b>	<b>819</b>	<b>116</b>	<b>454</b>	<b>346</b>	<b>272</b>	<b>33</b>
Millones de euros								
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
<u>Al 31 de diciembre de 2010</u>								
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas .....	266	-	-	-	266	-	-	-
Adquisiciones de propiedades con reservas no probadas .....	45	-	-	-	45	-	-	-
Costes de exploración .....	818	28	85	9	478	113	80	25
Costes de desarrollo .....	1.724	48	1.205	79	278	70	44	0
<b>TOTAL</b>	<b>2.853</b>	<b>76</b>	<b>1.290</b>	<b>88</b>	<b>1.067</b>	<b>183</b>	<b>124</b>	<b>25</b>

En los ejercicios 2009 y 2010 el Grupo ha invertido 10 y 64 millones de euros, respectivamente, como inversiones consolidadas por el método de puesta en equivalencia correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

## Resultados de las actividades de producción de hidrocarburos

El cuadro siguiente incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con las actividades de producción de hidrocarburos del Grupo. No se incluye imputación alguna de los costes financieros o de los gastos generales, por lo que no es necesariamente indicativo de la contribución de dichas actividades a los resultados netos consolidados.

	Millones de euros							
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia
2008								
. Ingresos								
Ventas a sociedades fuera del Grupo .....	2.648	-	871	800	901	42	34	-
Venta a sociedades del Grupo .....	4.378	47	2.745	491	384	37	674	-
Otros ingresos .....	1.225	-	-	-	55	-	1.170	-
<b>Total ingresos .....</b>	<b>8.251</b>	<b>47</b>	<b>3.616</b>	<b>1.291</b>	<b>1.340</b>	<b>79</b>	<b>1.878</b>	<b>-</b>
Costes de producción (1) .....	(2.941)	(18)	(1.771)	(387)	(582)	(13)	(170)	-
Gastos de exploración .....	(571)	(33)	(132)	(3)	(116)	(55)	(194)	(38)
Otros gastos.....	(539)	(6)	(199)	(5)	(46)	-	(283)	-
Amortizaciones y prov.por depreciación de activos...	(1.657)	(7)	(1.181)	(148)	(209)	(40)	(72)	-
<b>Beneficio antes de impuestos .....</b>	<b>2.543</b>	<b>(17)</b>	<b>333</b>	<b>748</b>	<b>387</b>	<b>(29)</b>	<b>1.159</b>	<b>(38)</b>
Impuestos sobre beneficios .....	(1.623)	5	(153)	(394)	(97)	15	(1.010)	11
<b>Resultado de las actividades (2) .....</b>	<b>920</b>	<b>(12)</b>	<b>180</b>	<b>354</b>	<b>290</b>	<b>(14)</b>	<b>149</b>	<b>(27)</b>
2009								
. Ingresos								
Ventas a sociedades fuera del Grupo .....	1.560	-	622	323	545	35	35	-
Venta a sociedades del Grupo .....	4.289	34	2.872	401	332	412	238	-
Otros ingresos .....	446	-	-	-	33	-	413	-
<b>Total ingresos .....</b>	<b>6.295</b>	<b>34</b>	<b>3.494</b>	<b>724</b>	<b>910</b>	<b>447</b>	<b>686</b>	<b>-</b>
Costes de producción (1) .....	(2.365)	(17)	(1.563)	(295)	(365)	(35)	(90)	-
Gastos de exploración .....	(466)	(26)	(100)	(4)	(103)	(50)	(154)	(29)
Otros gastos.....	(230)	-	(187)	(3)	(38)	(1)	(1)	-
Amortizaciones y prov.por depreciación de activos...	(1.895)	(10)	(1.143)	(151)	(202)	(323)	(66)	-
<b>Beneficio antes de impuestos .....</b>	<b>1.339</b>	<b>(19)</b>	<b>501</b>	<b>271</b>	<b>202</b>	<b>38</b>	<b>375</b>	<b>(29)</b>
Impuestos sobre beneficios .....	(643)	12	(232)	(148)	20	(20)	(284)	9
<b>Resultado de las actividades (2) .....</b>	<b>696</b>	<b>(7)</b>	<b>269</b>	<b>123</b>	<b>222</b>	<b>18</b>	<b>91</b>	<b>(20)</b>
2.010								
. Ingresos								
Ventas a sociedades fuera del Grupo .....	2.022	-	906	222	830	37	27	-
Venta a sociedades del Grupo .....	5.584	50	3.464	699	384	628	359	-
Otros ingresos (3) .....	644	-	-	-	33	-	611	-
<b>Total ingresos .....</b>	<b>8.250</b>	<b>50</b>	<b>4.370</b>	<b>921</b>	<b>1.247</b>	<b>665</b>	<b>997</b>	<b>-</b>
Costes de producción (1).....	(3.104)	(21)	(2.009)	(360)	(530)	(47)	(137)	-
Gastos de exploración .....	(502)	(30)	(64)	(5)	(249)	(48)	(76)	(30)
Otros gastos.....	(332)	(4)	(286)	(4)	(35)	(1)	(2)	-
Amortizaciones.....	(2.066)	(6)	(1.275)	(153)	(209)	(352)	(71)	-
<b>Beneficio antes de impuestos .....</b>	<b>2.246</b>	<b>(11)</b>	<b>736</b>	<b>399</b>	<b>224</b>	<b>217</b>	<b>711</b>	<b>(30)</b>
Impuestos sobre beneficios .....	(1.277)	10	(255)	(206)	(245)	(89)	(500)	8
<b>Resultado de las actividades (2) .....</b>	<b>969</b>	<b>(1)</b>	<b>481</b>	<b>193</b>	<b>(21)</b>	<b>128</b>	<b>211</b>	<b>(22)</b>

- (1) Los costes de producción incluyen tributos locales, impuestos a la producción y otros pagos similares, así como retenciones a las exportaciones de crudo en Argentina, por importe total de 1.477, 995 y 1.191 millones de euros en 2008, 2009 y 2010, respectivamente. Asimismo, también incluyen costes de transporte y otros en 2008, 2009 y 2010 por importes de 223, 189 y 426 millones de euros, respectivamente.

- (2) El resultado no incluye las dotaciones o reversiones de provisiones por pérdidas de valor como consecuencia de la comparación entre el valor de mercado (flujos de caja actualizados), provenientes de las reservas probadas y no probadas (afectadas estas últimas por un factor de riesgo) de hidrocarburos de cada campo propiedad de la compañía al cierre del ejercicio y el valor neto contable de los activos asociados a las mismas, que ascienden a un ingreso neto de 51 y 134 millones de euros en 2008 y 2009, respectivamente y a un gasto neto de 163 millones en 2010.
- (3) El resultado no incluye la plusvalía registrada como consecuencia del acuerdo alcanzado sobre los activos de exploración y producción en Brasil, que asciende a 2.847 millones de euros (ver Nota 31 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010).

### Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos

Los siguientes cuadros reflejan las reservas probadas netas, desarrolladas y no desarrolladas, de petróleo, condensado, GLP y gas natural que incluyen el equivalente en volumen del beneficio económico que se percibe en determinados contratos de reparto de producción al 31 de diciembre de 2008, 2009 y 2010, así como las variaciones habidas en las mencionadas reservas.

En la determinación de los volúmenes netos de reservas, excluimos de nuestras cifras las regalías que se deban pagar a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de la regalía tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes de reservas correspondientes no son descontados de nuestras cifras de reservas aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen “regalías”. Repsol YPF aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción.

Las reservas probadas de los yacimientos han sido estimadas, desde hace más de 10 años, de conformidad con las normas y regulaciones establecidas para la industria de petróleo y gas por la *Securities and Exchange Commission (SEC)* americana y de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema *Petroleum Reserves Management System* de la *Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE)*, así como los principios contables del *Financial Accounting Standards Board*. De acuerdo con estas normas las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable.

Todas las reservas de Repsol YPF han sido estimadas por ingenieros de petróleo de la compañía.

Para controlar la calidad de las reservas registradas, Repsol YPF ha establecido un proceso que es parte integral del sistema de control interno de la compañía. Este proceso de control está gestionado de forma centralizada por la Dirección de Control de Reservas, la cual es independiente del negocio *Upstream*, y cuyas actividades están supervisadas por la Comisión de Auditoría y Control. Adicionalmente, los volúmenes registrados son sometidos periódicamente a auditorías con firmas independientes de ingeniería (100% de las reservas en un ciclo de tres años).



Para aquellas áreas sometidas a auditoría con firmas independientes de ingeniería, las cifras de reservas probadas estimadas por Repsol YPF deben estar dentro del 7% de tolerancia con respecto a las cifras auditadas por los ingenieros independientes para que Repsol YPF pueda declarar que la información de reservas cumple con los estándares de dichos auditores independientes. En el caso de que existieran diferencias superiores al 7%, Repsol YPF reestimaría sus reservas probadas para reducir dicha diferencia hasta un nivel dentro de los márgenes de tolerancia o registraría la cifra estimada por los auditores de reservas.

En 2010, Gaffney, Cline & Associates, Inc., (GCA) auditó ciertas áreas en EEUU Golfo de México y en Sudamérica; DeGolyer and MacNaughton (D&M) auditó ciertas áreas en Argentina; Netherland, Sewell & Associates, Inc., auditó ciertas áreas en Sudamérica, y Ryder Scott Company (RSC) auditó ciertas áreas en Sudamérica. Los informes de los ingenieros independientes están disponibles en nuestra página web [www.repsol.com](http://www.repsol.com), la cual no forma parte del presente Documento de Registro.

**Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:**

	Miles de barriles						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
Reservas al 31 de diciembre de 2007 (1) .....	<b>951.577</b>	<b>2.872</b>	<b>618.838</b>	<b>47.451</b>	<b>103.613</b>	<b>53.173</b>	<b>125.631</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	63.424	(701)	35.395	4.616	12.195	(3.993)	15.912
Recuperación Mejorada.....	21.398	-	21.398	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	29.153	-	19.772	-	2.007	-	7.374
Compras de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	(1.125)	-	-	-	(1.125)	-	-
Producción (1) .....	(162.092)	(653)	(114.577)	(6.470)	(19.153)	(1.109)	(20.130)
Reservas al 31 de diciembre de 2008 (1)(2) .....	<b>902.335</b>	<b>1.518</b>	<b>580.826</b>	<b>45.597</b>	<b>97.537</b>	<b>48.071</b>	<b>128.787</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	91.775	1.578	38.428	569	25.562	20.478	5.160
Recuperación Mejorada.....	14.651	-	14.651	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	29.999	3.708	14.591	-	259	7.178	4.263
Compras de reservas .....	4.324	-	-	-	4.324	-	-
Ventas de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1) .....	(159.812)	(516)	(110.044)	(6.201)	(19.136)	(9.280)	(14.635)
Reservas al 31 de diciembre de 2009 (1)(2) .....	<b>883.272</b>	<b>6.288</b>	<b>538.452</b>	<b>39.965</b>	<b>108.546</b>	<b>66.447</b>	<b>123.575</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	91.667	921	44.814	883	31.732	2.230	11.087
Recuperación Mejorada.....	31.570	-	31.570	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	31.405	-	22.985	-	6.246	41	2.133
Compras de reservas .....	38.348	-	-	-	38.348	-	-
Ventas de reservas .....	(7.800)	-	-	-	(7.800)	-	-
Producción (1) .....	(160.425)	(636)	(106.681)	(5.698)	(20.474)	(11.145)	(15.791)
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2) .....	<b>908.037</b>	<b>6.573</b>	<b>531.140</b>	<b>35.150</b>	<b>156.598</b>	<b>57.573</b>	<b>121.004</b>
<b>Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:</b>							
Al 31 de diciembre de 2007 .....	667.592	2.663	460.929	35.807	77.404	192	90.597
Al 31 de diciembre de 2008 .....	651.906	1.308	451.586	33.889	78.401	2.785	83.937
Al 31 de diciembre de 2009 .....	656.614	2.259	429.039	32.537	85.943	29.361	77.475
Al 31 de diciembre de 2010 .....	648.726	2.300	404.204	27.769	116.272	20.652	77.530

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

- (1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2010, 2009, 2008 y 2007 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 98.810, 94.016, 94.432 y 94.753 miles de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2010, 2009 y 2008 incluye un volumen estimado de aproximadamente 16.420, 16.398 y 16.995 miles de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 107.421, 86.091 y 92.871 miles de barriles de crudo equivalente correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, respectivamente.

**Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas natural:**

	Millones de pies cúbicos						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
<b>Reservas al 31 de diciembre de 2007 (1) .....</b>	<b>8.156.157</b>	-	<b>3.753.738</b>	<b>2.783.382</b>	<b>1.494.963</b>	<b>15.590</b>	<b>108.484</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	98.944	5.506	(116.363)	(24.562)	159.219	(2.214)	77.358
Recuperación Mejorada .....	2.852	-	2.852	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	129.219	-	128.746	-	-	-	473
Compras de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1) .....	(1.046.081)	(374)	(624.264)	(274.888)	(124.218)	(1.100)	(21.237)
<b>Reservas al 31 de diciembre de 2008 (1)(2) .....</b>	<b>7.341.091</b>	<b>5.132</b>	<b>3.144.709</b>	<b>2.483.932</b>	<b>1.529.964</b>	<b>12.276</b>	<b>165.078</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	289.767	-	53.125	32.005	230.062	5.185	(30.610)
Recuperación Mejorada .....	1.298	-	1.298	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	70.387	-	68.346	-	-	2.041	-
Compras de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1) .....	(958.278)	(2.263)	(548.510)	(276.600)	(103.528)	(3.683)	(23.694)
<b>Reservas al 31 de diciembre de 2009 (1)(2) .....</b>	<b>6.744.265</b>	<b>2.869</b>	<b>2.718.968</b>	<b>2.239.337</b>	<b>1.656.498</b>	<b>15.819</b>	<b>110.774</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	730.078	(336)	313.750	78.589	350.692	4.817	(17.434)
Recuperación Mejorada .....	799	-	799	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	230.365	-	49.885	-	180.465	15	-
Compras de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	(149.198)	-	-	-	(149.198)	-	-
Producción (1) .....	(913.397)	(1.581)	(505.257)	(281.486)	(108.262)	(4.479)	(12.332)
<b>Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2) .....</b>	<b>6.642.912</b>	<b>952</b>	<b>2.578.145</b>	<b>2.036.440</b>	<b>1.930.194</b>	<b>16.172</b>	<b>81.008</b>
<b>Reservas probadas desarrolladas de gas natural:</b>							
Al 31 de diciembre de 2007 .....	4.112.160	-	2.468.611	649.601	923.574	2.620	67.754
Al 31 de diciembre de 2008 .....	3.741.552	5.132	2.264.946	374.713	1.007.425	3.269	86.067
Al 31 de diciembre de 2009 .....	4.512.529	2.869	2.149.002	1.057.943	1.228.058	9.101	65.556
Al 31 de diciembre de 2010 .....	4.275.507	952	1.993.831	875.254	1.317.414	7.413	80.643

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

- (1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2010, 2009, 2008 y 2007 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 959.117, 812.010, 699.671 y 731.916 millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2010, 2009 y 2008 incluye un volumen estimado de aproximadamente 73.202, 79.794 y 85.152 millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 520.978, 434.308 y 502.252 millones de pies cúbicos de gas correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, respectivamente.

**Reservas probadas estimadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:**

	Miles de barriles equivalentes de petróleo crudo						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
<b>Reservas al 31 de diciembre de 2007 (1)</b> .....	<b>2.404.144</b>	<b>2.871</b>	<b>1.287.358</b>	<b>543.156</b>	<b>369.858</b>	<b>55.950</b>	<b>144.951</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	81.045	279	14.671	242	40.551	(4.387)	29.689
Recuperación Mejorada .....	21.906	-	21.906	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	52.165	-	42.700	-	2.007	-	7.458
Compras de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas .....	(1.125)	-	-	-	(1.125)	-	-
Producción (1) .....	(348.393)	(720)	(225.755)	(55.426)	(41.275)	(1.305)	(23.912)
<b>Reservas al 31 de diciembre de 2008 (1)(2)</b> .....	<b>2.209.742</b>	<b>2.430</b>	<b>1.140.880</b>	<b>487.972</b>	<b>370.016</b>	<b>50.258</b>	<b>158.186</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	143.381	1.578	47.889	6.269	66.535	21.401	(291)
Recuperación Mejorada .....	14.882	-	14.882	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	42.534	3.708	26.763	-	259	7.541	4.263
Compras de reservas .....	4.324	-	-	-	4.324	-	-
Ventas de reservas .....	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1) .....	(330.476)	(919)	(207.731)	(55.462)	(37.574)	(9.935)	(18.855)
<b>Reservas al 31 de diciembre de 2009 (1)(2)</b> .....	<b>2.084.388</b>	<b>6.797</b>	<b>1.022.684</b>	<b>438.779</b>	<b>403.560</b>	<b>69.265</b>	<b>143.303</b>
Revisión de estimaciones anteriores.....	221.689	861	100.691	14.879	94.188	3.087	7.983
Recuperación Mejorada .....	31.712	-	31.712	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos .....	72.432	-	31.870	-	38.386	43	2.133
Compras de reservas .....	38.348	-	-	-	38.348	-	-
Ventas de reservas .....	(34.371)	-	-	-	(34.371)	-	-
Producción (1) .....	(323.095)	(917)	(196.665)	(55.829)	(39.755)	(11.942)	(17.987)
<b>Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2)(3)</b> .....	<b>2.091.103</b>	<b>6.740</b>	<b>990.292</b>	<b>397.829</b>	<b>500.356</b>	<b>60.454</b>	<b>135.431</b>
<b>Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:</b>							
Al 31 de diciembre de 2007 .....	1.399.944	2.663	900.574	151.498	241.888	658	102.663
Al 31 de diciembre de 2008 .....	1.318.255	2.222	854.960	100.623	257.818	3.367	99.265
Al 31 de diciembre de 2009 .....	1.460.269	2.770	811.764	220.950	304.653	30.982	89.150
Al 31 de diciembre de 2010.....	1.410.169	2.470	759.294	183.646	350.896	21.972	91.892

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

- (1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2010, 2009, 2008 y 2007 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 269.624, 238.630, 219.039 y 225.103 miles de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2010, 2009 y 2008 incluye un volumen estimado de aproximadamente 29.457, 30.609 y 32.160 miles de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 200.204, 163.439 y 182.319 miles de barriles equivalentes correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, respectivamente.
- (3) El ratio de reemplazo de reservas calculado como la suma de los movimientos de reservas en el año (debido a Extensiones y Descubrimientos, Recuperación Mejorada, Revisiones y Compra-Venta) dividido por la producción del año se ha situado a 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 en el 102%, 62% y 44%, respectivamente. (Ver factor de riesgo "Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas").

## Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos

La estimación de los flujos de caja netos futuros se ha realizado de acuerdo con las normas y regulaciones establecidas para la industria de petróleo y gas por la *Securities and Exchange Commission* americana y los principios contables del *Financial Accounting Standards Board* que rigen las prácticas de la información económica en EE.UU. El método a aplicar es de equidad o imparcialidad y resulta de aplicar los precios medios de 2010 de los hidrocarburos (con consideraciones de cambios de precios únicamente por acuerdos contractuales) a la producción futura estimada de las reservas probadas de petróleo y gas a la fecha del último balance presentado, menos los costes futuros estimados (basados en los costes actuales) para el desarrollo y la producción de las reservas probadas, y asumiendo la continuidad de las condiciones económicas existentes.

Los costes de producción futuros se han estimado a partir de los costes reales soportados en 2008, 2009 y 2010. Los costes de desarrollo futuros se han calculado en función de estudios técnicos realizados por Repsol YPF y por los operadores con los que comparte la titularidad Repsol YPF. Los impuestos estimados para cada uno de los ejercicios futuros han sido determinados mediante la aplicación del tipo impositivo nominal aplicable, minorado por los beneficios fiscales disponibles para la sociedad en cada uno de los ejercicios. La tasa utilizada para actualizar los flujos de caja netos futuros ha sido el 10%.

El valor actual de los flujos de caja netos futuros estimado con las anteriores hipótesis, del principio de imparcialidad, no tiene la intención ni debería ser interpretado como el valor razonable de las reservas de hidrocarburos del Grupo. Una estimación del valor razonable de mercado de dichas reservas debería incluir la futura explotación de reservas no clasificadas aún como reservas probadas, posibles cambios en los precios y costes futuros y una tasa de actualización representativa del valor en el tiempo del dinero al momento de la realización del cálculo y de las incertidumbres inherentes a las estimaciones de las reservas.

El cuadro siguiente presenta el valor actual de los flujos de caja netos futuros, relativos a reservas probadas de hidrocarburos, calculados sobre la base de las hipótesis anteriormente mencionadas.

	Millones de euros						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
<b>Al 31 de diciembre de 2008</b>							
Flujos de caja futuros	39.382	2.921	18.902	5.856	5.314	1.498	4.891
Costes futuros de producción .....	(15.920)	(652)	(8.516)	(2.683)	(2.672)	(366)	(1.031)
Costes futuros de desarrollo y abandono.....	(5.981)	(1.163)	(2.446)	(1.524)	(346)	(224)	(278)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(5.207)	(342)	(1.651)	(419)	(645)	(10)	(2.140)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.....	12.274	764	6.289	1.230	1.651	898	1.442
Efecto de actualizar al 10% .....	(4.528)	(778)	(1.657)	(603)	(590)	(342)	(558)
Valor actual (1).....	<b>7.746</b>	<b>(14)</b>	<b>4.632</b>	<b>627</b>	<b>1.061</b>	<b>556</b>	<b>884</b>

	Millones de euros						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
<b>Al 31 de diciembre de 2009</b>							
Flujos de caja futuros	40.714	260	20.832	4.759	6.168	2.706	5.989
Costes futuros de producción .....	(14.478)	(107)	(7.901)	(2.154)	(2.599)	(571)	(1.146)
Costes futuros de desarrollo y abandono.....	(5.369)	(179)	(2.525)	(1.268)	(703)	(413)	(281)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(6.595)	-	(2.561)	(473)	(717)	(9)	(2.835)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.....	14.272	(26)	7.845	864	2.149	1.713	1.727
Efecto de actualizar al 10% .....	(4.502)	40	(2.189)	(300)	(897)	(491)	(665)
Valor actual (1) .....	<b>9.770</b>	<b>14</b>	<b>5.656</b>	<b>564</b>	<b>1.252</b>	<b>1.222</b>	<b>1.062</b>

	Millones de euros						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
<b>Al 31 de diciembre de 2010</b>							
Flujos de caja futuros	57.177	360	29.900	5.426	10.800	3.227	7.464
Costes futuros de producción .....	(18.593)	(120)	(10.839)	(2.250)	(4.174)	(362)	(848)
Costes futuros de desarrollo y abandono.....	(6.827)	(183)	(3.203)	(1.385)	(1.231)	(518)	(307)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(10.844)	2	(4.423)	(650)	(1.610)	(191)	(3.972)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.....	20.913	59	11.435	1.141	3.785	2.156	2.337
Efecto de actualizar al 10% .....	(6.499)	40	(3.130)	(425)	(1.541)	(578)	(865)
Valor actual (1).....	<b>14.414</b>	<b>99</b>	<b>8.305</b>	<b>716</b>	<b>2.244</b>	<b>1.578</b>	<b>1.472</b>

(1) Incluye 741, 905 y 1.618 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2008, 2009 y 2010, respectivamente.

## Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos

El siguiente cuadro muestra los cambios en el valor actual de los flujos de caja netos futuros durante 2008, 2009 y 2010:

	Millones de euros						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
<b>Saldo final a 31 de diciembre del 2007</b>	<b>15.191</b>	<b>107</b>	<b>7.815</b>	<b>1.388</b>	<b>1.872</b>	<b>1.283</b>	<b>2.725</b>
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(13.108)	288	(5.159)	(1.399)	(1.108)	(1.144)	(4.586)
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(1.515)	(434)	(522)	(294)	(30)	(139)	(96)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(5.592)	(40)	(2.340)	(700)	(618)	(79)	(1.815)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	650	-	468	-	62	-	120
Cambios netos por compra/venta de activos	3	-	-	-	3	-	-
Cambios netos por revisiones en las reservas	264	81	340	(154)	32	(42)	7
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	1.159	-	508	144	120	317	70
Efecto de la actualización a una fecha diferente	2.262	14	1.156	201	271	234	386
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	8.433	(30)	2.366	1.441	457	126	4.073
Variación neta	(7.444)	(121)	(3.183)	(761)	(811)	(727)	(1.841)
<b>Saldo final a 31 de diciembre del 2008 (1)</b>	<b>7.746</b>	<b>(14)</b>	<b>4.632</b>	<b>627</b>	<b>1.061</b>	<b>556</b>	<b>884</b>
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	3.327	5	2.091	(319)	529	267	754
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(476)	53	(445)	463	(330)	(182)	(35)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(3.063)	(23)	(1.776)	(367)	(315)	(111)	(471)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	782	39	502	-	7	134	100
Cambios netos por compra/venta de activos	19	(21)	-	-	40	-	-
Cambios netos por revisiones en las reservas	1.302	(20)	643	28	169	372	110
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	900	3	384	221	78	147	67
Efecto de la actualización a una fecha diferente	343	(5)	190	29	48	39	42
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	(1.110)	(3)	(565)	(118)	(35)	-	(389)
Variación neta	2.024	28	1.024	(63)	191	666	178
<b>Saldo final a 31 de diciembre del 2009 (1)</b>	<b>9.770</b>	<b>14</b>	<b>5.656</b>	<b>564</b>	<b>1.252</b>	<b>1.222</b>	<b>1.062</b>
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	5.074	56	2.679	370	596	501	872
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(1.218)	14	(747)	(55)	(212)	(194)	(24)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(3.887)	7	(2.021)	(373)	(423)	(417)	(660)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	1.718	-	1.388	-	258	-	72
Cambios netos por compra/venta de activos	193	-	-	-	193	-	-
Cambios netos por revisiones en las reservas	2.215	1	1.104	64	447	222	377
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	993	3	389	130	233	167	71
Efecto de la actualización a una fecha diferente	1.623	3	935	92	212	203	178
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	(2.067)	1	(1.078)	(76)	(312)	(126)	(476)
Variación neta	4.644	85	2.649	152	992	356	410
<b>Saldo final a 31 de diciembre del 2010 (1)</b>	<b>14.414</b>	<b>99</b>	<b>8.305</b>	<b>716</b>	<b>2.244</b>	<b>1.578</b>	<b>1.472</b>

(1) Incluye 741, 905 y 1.618 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2008, 2009 y 2010, respectivamente.