

INFORME DE GESTIÓN INTERMEDIO 2014



REPSOL S.A. y Sociedades participadas que configuran el Grupo REPSOL

ÍNDICE

1. PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO	3
2. NUESTRA COMPAÑÍA	6
2.1) MODELO DE NEGOCIO	6
2.2) GOBIERNO CORPORATIVO	6
2.3) GESTIÓN DEL RIESGO	6
3. ENTORNO MACROECONÓMICO	12
4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS	15
5. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS	22
5.1) UPSTREAM.....	22
5.2) DOWNSTREAM	23
<i>ANEXO I: RECONCILIACIÓN DE LOS RESULTADOS AJUSTADOS CON LOS RESULTADOS NIIF ADOPTADOS POR LA UNIÓN EUROPEA</i>	25
<i>ANEXO II: RECONCILIACIÓN DE OTRAS MAGNITUDES CON LOS ESTADOS FINANCIEROS NIIF ADOPTADOS POR LA UNIÓN EUROPEA</i>	26
<i>ANEXO III: TABLA DE CONVERSIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS</i>	27

1. PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

El resultado neto en el primer semestre de 2014 ha ascendido a 1.327 millones de euros, un 47% superior al del primer semestre de 2013.

En la mejora del resultado han tenido un impacto relevante las plusvalías obtenidas en las desinversiones del periodo, principalmente en la transmisión de la participación en YPF S.A., una vez alcanzado un acuerdo con el Gobierno de la República Argentina por la expropiación del 51% de dicha compañía, así como en la culminación de la venta de activos de GNL y de transporte de gas. En lo que respecta al desempeño ordinario de los negocios, los mejores resultados de *Downstream* y *Gas Natural Fenosa* han compensado parcialmente los menores resultados de *Upstream*, derivados de la interrupción de la producción en Libia y de mayores costes exploratorios. *(Para más explicación sobre los resultados del periodo véase el apartado "Resultados" de la Nota 4)*

Por lo que se refiere a la desinversión en Argentina, hay que destacar que en este periodo se ha puesto fin a la controversia originada por la expropiación del 51% del capital de YPF S.A. e YPF Gas S.A., con la firma de dos acuerdos con la República Argentina e YPF, respectivamente. En virtud del acuerdo firmado con la República Argentina, ratificado por la Junta General de Accionistas de Repsol y aprobado de manera plena e incondicionada por el Congreso Argentino, se reconoció a favor de Repsol una compensación de 5.000 millones de dólares por la expropiación de las acciones de YPF S.A. y de YPF Gas S.A. Para el pago de la compensación, se entregaron a Repsol bonos de la República Argentina que el Grupo ha vendido en su totalidad por un precio de 4.997 millones de dólares. Adicionalmente, el Grupo ha vendido su participación no expropiada en YPF S.A. (el 12,38%) por un precio de 1.316 millones de dólares. Dichas operaciones, en su conjunto, han supuesto unos ingresos para Repsol de 6.313 millones de dólares y una plusvalía total después de impuestos de 300 millones de euros. *(Para más información en relación a la expropiación véase el apartado 2.3.2 de la Nota 2)*

En el marco del compromiso de desinversiones recogido en el Plan Estratégico 2012-2016 de Repsol, el 1 de enero de 2014 se completó la operación de venta a Shell de parte de los activos y negocios de GNL con la venta de la participación en Repsol Comercializadora de Gas, S.A., cuya actividad principal era la comercialización, transporte y trading de GNL, por 730 millones de dólares, generando una plusvalía después de impuestos de 329 millones de euros. Por otra parte, en marzo de 2014 se vendió a Enagás el 10% de participación de Repsol en Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP), por un precio de 219 millones de dólares y generando una plusvalía neta de 57 millones de euros.

Los ingresos procedentes de la compensación por la expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. en Argentina, la venta de las acciones no expropiadas en YPF S.A. y las desinversiones en activos de GNL han reforzado la solidez financiera de la compañía, lo que ha sido reconocido por las principales agencias internacionales de rating con mejoras en la calificación crediticia de Repsol. A 30 de junio de 2014, la deuda neta asciende a 2.392 millones de euros, lo que supone un descenso respecto al mismo periodo de 2013 del 55%. Asimismo, Repsol cuenta con un alto nivel de recursos disponibles, que cubren casi en 3 veces su deuda bruta de corto plazo. *(Para más explicación sobre la situación financiera véase el apartado "Situación Financiera" de la Nota 4)*

Por lo que se refiere al desempeño de los negocios, la producción de *Upstream* durante los seis primeros meses de 2014 ha sido de 340 kbep/d, un 5,6% inferior a 2013, al verse afectada fundamentalmente por las paradas de producción en Libia como consecuencia de los conflictos y problemas de seguridad existentes en el país. Son destacables los volúmenes aportados por los proyectos estratégicos de crecimiento puestos en marcha en 2013 (Sapinhoá, en el bloque BM-S-9 de Brasil, la Fase II de Margarita-Huacaya, en Bolivia, y Syskonsininskoye (SK), en Rusia), de forma que Brasil, Bolivia y Rusia aportan en el primer semestre de 2014 un diferencial positivo de producción superior a 18,7 Kbp/d. El resto de los proyectos estratégicos han continuado su desarrollo, destacando el inicio de la producción durante el mes de marzo de Kinteroni (Lote 57) en Perú. Con la puesta en marcha de Kinteroni, uno de los cinco mayores descubrimientos de 2008, Repsol ha iniciado la producción en siete de los diez proyectos clave de crecimiento contemplados en el Plan Estratégico 2012-2016. Además, se

ha mantenido el esfuerzo inversor en exploración, habiéndose finalizado en el semestre 10 sondeos exploratorios y encontrándose al final del mismo otros 9 sondeos exploratorios en curso. Cabe destacar el descubrimiento realizado con el sondeo exploratorio Gabi-1 en el bloque Karabahsky-1 en Rusia, así como el resultado positivo de los sondeos appraisal Qugruk 5 y 7 en Alaska (North Slope) y el sondeo de avanzada en el activo productivo TSP en Trinidad y Tobago. *(Para más información en relación a los resultados y desempeño del Upstream véase el apartado “Resultados” de la Nota 4 y el 5.1)*

En *Downstream*, la mejora del resultado del periodo en un 29%, a la que han contribuido fundamentalmente la evolución favorable de los negocios comerciales, del negocio químico impulsado por las medidas del Plan de Competitividad y de los resultados de los negocios de gas en Norteamérica, sigue demostrando la calidad de los activos del Grupo, más aún tras la puesta en marcha de los grandes proyectos de refino en Cartagena y Bilbao, permitiendo mantener posiciones de liderazgo entre sus competidores europeos en términos de margen integrado de Refino y Marketing. *(Para más información en relación a los resultados y desempeño del Downstream véase el apartado “Resultados” de la Nota 4 y el 5.1)*

La aportación a los resultados de *Gas Natural Fenosa* ha estado en línea con el mismo periodo del año anterior, destacando la plusvalía obtenida por la venta de su negocio de telecomunicaciones.

En el ámbito corporativo cabe destacar, por un lado, el nombramiento de Josu Jon Imaz San Miguel como nuevo Consejero Delegado (CEO) para liderar los nuevos retos y oportunidades del Grupo y la dimisión como miembro del Consejo de Administración de Pemex Internacional España, S.A.U. tras la venta de su participación en Repsol S.A. *(Para más información en relación al ámbito del Gobierno Corporativo, véase el apartado 2.2)*

El Consejo de Administración de Repsol acordó en mayo la distribución de un dividendo extraordinario de un euro bruto por acción, con cargo a los resultados del ejercicio en curso, cuyo pago se hizo efectivo el 6 de junio de 2014 y que ha supuesto un desembolso de 1.325 millones de euros. Adicionalmente, durante los meses de junio y julio, la sociedad ha ejecutado una ampliación de capital liberada a través de la cual se implementa el programa “*Repsol dividendo flexible*”, que permite a los accionistas optar por percibir su remuneración, total o parcialmente, en acciones de nueva emisión o en efectivo. Por todo ello, Repsol se ha convertido en una de las compañías españolas líderes en la retribución a sus accionistas, que ha supuesto 1,485€/acción durante el semestre.

Durante el primer semestre de 2014 la acción de Repsol se ha revalorizado un 5,13%, situándose al 30 de junio en una cotización de 19,26 €/acción, lo que representa una capitalización bursátil de 25.510 millones de euros. Descontando los efectos en la cotización del pago del dividendo extraordinario y del programa “*Repsol dividendo flexible*”, la acción de Repsol se comportó durante el periodo mejor que la media del mercado español y de sus comparables europeos, situándose a la cabeza del sector y del Ibex 35 en retribución al accionista. *(Para más información en relación a la retribución a nuestros accionistas y el comportamiento de nuestra acción, véase el apartado “Retribución a nuestros accionistas de la Nota 4)*

Por último, Repsol mantiene su compromiso con la sociedad y sus empleados, contratando en el semestre a 2.865 nuevos empleados (un 9% más que en el mismo periodo de 2013) e invirtiendo más de 7 millones de euros en formación. Por otro lado se han emitido a la atmósfera 691 toneladas menos de CO₂ que en el mismo periodo de 2013. *(Ver el epígrafe “Otras formas de crear valor” en el apartado siguiente “Principales magnitudes e indicadores del periodo”)*

PRINCIPALES MAGNITUDES E INDICADORES DEL PERIODO

Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas ⁽¹⁾	Junio 2014	Junio 2013	El desempeño de nuestros negocios ⁽¹⁾	Junio 2014	Junio 2013
Resultados			Upstream		
EBITDA	2.202	2.215	Producción neta de líquidos día (kbbbl/d)	126	150
Resultado neto ajustado	922	925	Producción neta de gas día (kbep/d)	214	210
Resultado neto	1.327	901	Producción neta de hidrocarburos día (kbep/d)	340	360
Beneficio por acción (€/acción)	0,98	0,68	Precios medios de realización de crudo (\$/bbl)	86,9	90,0
ROACE (%) ⁽²⁾	6,9	5,5	Precios medios de realización de gas (\$/Miles scf)	4,1	4,1
			Resultado neto ajustado	400	634
Situación Financiera			EBITDA	1.359	1.725
Deuda financiera neta ⁽³⁾	2.392	5.358	Inversiones de explotación	1.275	1.151
EBITDA ⁽⁴⁾ / Deuda financiera neta (x veces)	1,8	0,9	Downstream		
Retribución a nuestros accionistas			Capacidad de refino (kbbbl/d)	998	998
Retribución al accionista (€/acción)	1,48	0,51	Índice de conversión en España (%)	63	63
			Indicador de margen de refino España (\$/Bbl)	3,5	3,2
			Ventas de productos petrolíferos (kt)	21.143	21.290
Principales Indicadores Bursátiles	Junio 2014	Junio 2013	Ventas de productos petroquímicos (kt)	1.334	1.197
Cotización al cierre del periodo (€)	19,26	16,21	Ventas GLP (kt)	1.219	1.273
Cotización media del periodo (€)	18,79	16,81	Gas comercializado en Norteamérica (TBtu)	149,6	86,2
Capitalización bursátil al cierre del periodo ⁽¹⁾	25.510	20.789	Resultado neto ajustado	452	350
			EBITDA	948	635
			Inversiones de explotación	283	226
			Gas Natural Fenosa		
			Resultado neto ajustado	282	253
Otras formas de crear valor	Junio 2014	Junio 2013	Entorno Macroeconómico	Junio 2014	Junio 2013
Personas			Brent (\$/bbl)	108,9	107,5
Plantilla ⁽⁵⁾	24.796	24.543	WTI (\$/bbl)	100,8	94,3
Nuevos empleados ⁽⁶⁾	2.865	2.623	Henry Hub (\$/MBtu)	4,8	3,7
			Algonquin (\$/Mbtu)	12,3	8,2
Seguridad y Medioambiente			Tipo de cambio medio (\$/€)	1,37	1,31
Índice Frecuencia de accidentes con baja integrado ⁽⁷⁾	0,7	0,48			
Emissiones directas CO2 ⁽⁸⁾ (millones de t)	6,148	6,839			

Nota: Los indicadores se han calculado de acuerdo al nuevo modelo de reporting, ver apartado 4. *Información por segmentos* de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014.

⁽¹⁾ Donde corresponda, expresado en millones de euros.

⁽²⁾ El ROACE correspondiente al primer semestre de 2014 es un indicador anualizado y el correspondiente al ejercicio 2013 se corresponde con su dato real anual.

⁽³⁾ La magnitud comparativa 2013 es la correspondiente a 31 de diciembre de 2013.

⁽⁴⁾ El EBITDA correspondiente al primer semestre de 2014 es un indicador anualizado por mera extrapolación de los datos del periodo; el correspondiente al ejercicio 2013 es el dato real anual.

⁽⁵⁾ No incluye a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo, así como a los empleados de sociedades participadas en las que Repsol no tiene el control de la gestión. Asimismo, el dato de plantilla sigue el criterio de consolidación contable del grupo.

⁽⁶⁾ El % de nuevos empleados fijos del primer semestre de 2014 y 2013 asciende al 33% y 25%, respectivamente.

⁽⁷⁾ Índice de frecuencia con baja integrado: número de accidentes computables con pérdidas de días y muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.

⁽⁸⁾ Incluye las emisiones directas de CO₂ de las principales unidades de negocio y países en que opera el Grupo, que suponen un 98% de las emisiones directas del inventario de Gases de Efecto Invernadero (GEIs) de la Compañía.

2. NUESTRA COMPAÑÍA

2.1) MODELO DE NEGOCIO

Las actividades del grupo Repsol se desarrollan en tres áreas de negocio:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
- *Downstream*, correspondiente a (i) las actividades de refinación y comercialización de productos petrolíferos, productos químicos y gases licuados del petróleo, (ii) la comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (LNG) y (iii) los proyectos de generación renovable; y
- *Gas Natural Fenosa*, corresponde a la participación de Repsol en el grupo Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

2.2) GOBIERNO CORPORATIVO

El 30 de abril de 2014, el Consejo de Administración de Repsol aprobó, a propuesta de su Presidente y con el informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, una importante remodelación de la estructura de su equipo directivo en la que destaca el nombramiento como Consejero Delegado del Grupo (CEO) de Josu Jon Imaz San Miguel, hasta ese momento Director General del Área Industrial y Trading.

Con la nueva organización, el grupo Repsol ha reforzado la gestión de todos sus negocios y áreas corporativas, de manera que, tras el acuerdo de compensación económica alcanzado con la República Argentina, cuenta con la mejor organización para generar nuevas oportunidades de crecimiento –tanto orgánico como inorgánico- de acuerdo con sus principios de rentabilidad, responsabilidad, sostenibilidad y futuro.

En la misma fecha, el Consejo aceptó la renuncia como Consejera Independiente de Paulina Beato Blanco, cuya vacante fue ocupada por el nuevo Consejero Delegado, quien también fue designado vocal de la Comisión Delegada.

El 4 de junio de 2014, tras el anuncio por PEMEX de la venta de la mayor parte de su participación en Repsol, Pemex Internacional España, S.A.U. presentó su dimisión como miembro del Consejo de Administración de Repsol, S.A. y de las Comisiones de éste en las que participaba (Comisión Delegada y Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa).

2.3) GESTIÓN DEL RIESGO

2.3.1 FACTORES DE RIESGO

Las operaciones y los resultados de Repsol están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocio y financieras.

Los riesgos a los que se enfrenta el Grupo en el semestre restante del ejercicio 2014, son los que se detallan en el informe de gestión que acompaña a las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2013. Por tal

motivo esta información debe ser leída de manera conjunta con la descripción de los factores de riesgo que se incluye en el Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio 2013, así como con la Nota 19 “*Gestión de riesgos financieros y del capital*” de las cuentas anuales correspondientes a dicho ejercicio.

A continuación se muestran de forma resumida los riesgos ya existentes a 31 de diciembre de 2013 y que continúan estando vigentes para el semestre restante del ejercicio 2014.

RIESGOS ESTRATÉGICOS Y OPERACIONALES

Incertidumbre en el contexto económico actual

A pesar de que los riesgos derivados de la crisis financiera de 2009 se han atenuado sustancialmente, la recuperación económica global sigue siendo demasiado débil como para reducir significativamente los niveles de endeudamiento en un gran número de sectores de las economías avanzadas y crecientemente también en economías emergentes. Esto, unido a unos tipos de interés en mínimos históricos durante el último lustro que podrían haber llevado a algunos agentes a asumir riesgos excesivos, supone una fuente de riesgos adicional, por su vulnerabilidad a futuras subidas de tipos de interés.

En la Zona Euro, la fragmentación del mercado interior podría mantener el desempleo en algunos países en niveles excesivos, aumentando las presiones deflacionistas, con efectos negativos sobre el conjunto de la unión económica y monetaria.

Por otra parte, la persistente presión sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas en las economías avanzadas mantiene fuertes tensiones en los mercados de crédito y podría motivar reformas fiscales o cambios en el marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de los 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.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda, debido a factores ajenos al control de Repsol

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.

Los precios internacionales de los productos están influidos por el precio del crudo y por la demanda de dichos productos. Asimismo, las cotizaciones internacionales de crudos y productos inciden en el margen de refino. Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también 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, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol de reponer sus reservas de crudo.

Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol

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 relativas 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.

De manera análoga las actividades de refino de petróleo y la industria petroquímica, en general, están sometidas a una exhaustiva regulación estatal e intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales.

Asimismo, el sector de la energía, y en particular la industria del petróleo, están sometidos a un marco fiscal singular. En las actividades de *Upstream* es frecuente que existan gravámenes específicos sobre el beneficio y la producción, y en lo que se refiere a las actividades de *Downstream*, también es habitual la existencia de gravámenes sobre el consumo de los productos.

Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos

Repsol está sujeta a una gran variedad de regulaciones medioambientales y de seguridad en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos y seguridad.

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 condicionantes podrían encarecer los productos de Repsol, 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 Repsol a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o a tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

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. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, errores o ineficiencias en la gestión de las operaciones y en los procesos de compras, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. 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.

Por otra parte, Repsol 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.

Localización de las reservas

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas

Para la estimación de reservas probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum

Engineers (PRMS-SPE). Para la estimación de las reservas no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios y directrices del PRMS-SPE.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la compañía. Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión.

Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas

Muchos de los proyectos y operaciones del Grupo Repsol se llevan a cabo a través de negocios conjuntos y empresas asociadas. En aquellos casos en los que Repsol no actúa como operador, su capacidad para controlar e influir en el funcionamiento y la gestión de las operaciones, así como para identificar y gestionar los riesgos asociados es limitada. Adicionalmente, podría darse la circunstancia de que alguno de los socios de Repsol o el resto de miembros en un negocio conjunto o empresa asociada pudiera no atender al cumplimiento de sus obligaciones financieras o de otra índole, lo que podría llegar a afectar a la viabilidad de algún proyecto.

Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia

Como parte de la estrategia de Repsol, la compañía puede llevar a cabo adquisiciones, inversiones y enajenaciones de participaciones. No es posible asegurar que Repsol pueda identificar oportunidades de adquisición apropiadas, obtener la financiación necesaria para culminar y hacer frente a tales adquisiciones o inversiones, adquirir negocios en condiciones satisfactorias o que cualquier negocio adquirido resulte finalmente rentable.

Cualquier fracaso en la integración exitosa de tales adquisiciones podría tener un efecto material adverso sobre el negocio, resultados de las operaciones, o condiciones financieras de Repsol. Cualquier enajenación de participaciones puede también afectar de manera adversa a la situación financiera de Repsol si tales enajenaciones se materializan en una pérdida.

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

Repsol, en línea con las prácticas de la industria, mantiene una cobertura de seguros ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las pérdidas y/o responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, Repsol 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.

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 las áreas en las que opera el Grupo, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo.

Por otra parte, el Grupo 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 las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario abastecerse de otras fuentes de gas natural que podrían tener precios superiores a los acordados en esos contratos.

El Grupo dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes que, en el caso de que no haya reservas suficientes en los países a cuyas reservas están vinculados, implicaría que Repsol no sería 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.

La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo

La industria petrolera, petroquímica y gasista se desarrolla en el marco de un sector energético altamente competitivo. Esta competencia afecta a las condiciones de acceso a mercados o nuevas oportunidades de negocio, los costes de las licencias y los precios y la comercialización de productos.

La ejecución de la estrategia del Grupo requiere una importante capacidad de anticipación y adaptación al mercado y una continua inversión en avances e innovación tecnológica.

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje que surgen como consecuencia del desarrollo de su actividad. Asimismo, Repsol podría verse envuelta en otros posibles litigios en el futuro sobre los que Repsol tampoco puede predecir su alcance, contenido o resultado. Todo litigio presente o futuro encierra un alto grado de incertidumbre y, por tanto, la resolución de los mismos podría afectar los negocios, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol

La existencia de conductas indebidas en la gestión o incumplimientos de la normativa aplicable, de producirse, podrían causar daños reputacionales a la Compañía, además de acarrear sanciones y responsabilidades legales.

La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones

La fiabilidad y seguridad de las tecnologías de la información del Grupo Repsol son críticas para el mantenimiento de sus procesos de negocio y la confidencialidad e integridad de la información de la Compañía y de terceros. Dado que los ataques cibernéticos están en constante evolución, el Grupo Repsol no puede garantizar que no vaya a sufrir pérdidas materiales en el futuro por esta causa.

RIESGOS FINANCIEROS

Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos financieros a los que está expuesto el Grupo. Los principales riesgos financieros se describen a continuación:

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.

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.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otras, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico que se miden y controlan por cliente o tercero individual. Adicionalmente, el Grupo también tiene exposición al riesgo de contrapartida por operaciones contractuales no comerciales que pueden derivar en impagos. En estos casos, el Grupo realiza análisis de la solvencia de las contrapartidas con las cuales se mantienen o pudieran mantener relaciones contractuales no comerciales.

Riesgos de Mercado

Riesgo de fluctuación del tipo de cambio: Repsol 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 tiene actividad. Repsol también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras.

Riesgo de precio de commodities: Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados.

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.

Riesgo de la calificación crediticia: Las calificaciones crediticias afectan al coste y otras condiciones en las que el Grupo Repsol obtiene financiación. Cualquier descenso en la calificación crediticia de Repsol, S.A. podría restringir o limitar el acceso a los mercados financieros del Grupo, incrementar los costes de cualquier nueva financiación y afectar negativamente a su liquidez.

2.3.2 EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF S.A. E YPF GAS S.A.

Durante el primer semestre de 2014 y con la monetización de los títulos públicos entregados por la República Argentina a Repsol como medio de pago de la compensación reconocida en el Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación entre la República Argentina de un lado y Repsol, S.A., Repsol Capital, S.L. y Repsol Butano, S.A. de otro, se ha puesto fin a uno de los principales riesgos a los que estaba expuesto el Grupo como consecuencia de la controversia originada por la expropiación del 51% del capital de YPF S.A. e YPF Gas S.A. En virtud del acuerdo con la República Argentina se reconoció a favor de Repsol la existencia de un derecho de crédito, firme y autónomo, de 5.000 millones de dólares a título de indemnización por la expropiación de dichas acciones.

Para el pago de la compensación, la República Argentina entregó a Repsol una cartera de títulos de deuda pública de la República Argentina por un valor total nominal de 5.317 millones de dólares. Estos títulos han sido posteriormente vendidos en su totalidad en varias transacciones a J.P Morgan Securities por un importe de 4.997 millones de dólares, quedando extinguida la totalidad de la deuda reconocida por la República Argentina.

Adicionalmente a la enajenación de los títulos públicos, el Grupo ha vendido un 12,38% de la participación no expropiada en YPF S.A., mayoritariamente a inversores institucionales extranjeros, por importe de 1.316 millones de dólares, siendo la participación del Grupo en YPF S.A. a 30 de junio de 2014, inferior al 0,001% del su capital.

El conjunto de todas las operaciones de venta realizadas ha supuesto unos ingresos para el Grupo de 6.313 millones de dólares.

Para más información en relación a la expropiación, la firma de los acuerdos con la República Argentina e YPF S.A., sus efectos contables, y sobre las contingencias asociadas al proceso expropiatorio, véase la Nota 3.b “*Activos y pasivos relacionados con la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.- Acuerdo con Argentina*” y la Nota 9 “*Contingencias y garantías*” de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014.

3. ENTORNO MACROECONÓMICO

Evolución económica reciente

Un invierno especialmente crudo provocó una contracción de la economía de los EE.UU. en el primer trimestre del año. Esto, unido a la modesta evolución de las economías emergentes, incrementa el riesgo a la baja sobre las previsiones del crecimiento mundial para 2014 (3,6% a/a) y al alza por efecto base para 2015 (3,9% a/a). En cualquier caso, la economía mundial debería experimentar una aceleración del ritmo de crecimiento a medida que avanza el año, especialmente en las economías avanzadas.

En la actualidad, el motor de crecimiento de la economía global se sustenta cada vez más sobre la actividad real, apoyándose cada vez menos en políticas monetarias no convencionales que procuraron una liquidez extraordinaria.

En cualquier caso, hay que tener en cuenta el diferente punto en que se hallan los principales bancos centrales en cuanto a la aplicación de sus políticas monetarias. Mientras que los anglosajones, Banco de Inglaterra y la Reserva Federal de EE.UU. (FED), están abandonando los estímulos no convencionales (“Quantitative Easing” - QE); el Banco de Japón y el Banco Central Europeo (BCE) están adoptando nuevas medidas de esta naturaleza.

Aunque la recuperación económica sigue avanzando, un crecimiento peor de lo previsto en el primer semestre del año anticipa un crecimiento para el conjunto del año algo menor de lo inicialmente estimado. Un invierno especialmente duro en los EE.UU. hizo que el PIB real del primer trimestre se contrajese un 2,9%, en tasa inter trimestral anualizada. La Zona Euro, en el mismo periodo, creció un 0,2% t/t, donde Alemania y España repuntaron positivamente pero Francia e Italia, por destacar las economías más grandes, mostraron una evolución más decepcionante. El BCE volvió en junio a bajar tipos de interés y a poner más liquidez a disposición de la banca europea para tratar de estimular el crédito, acabar con la fragmentación bancaria de la zona euro y combatir los riesgos de una inflación excesivamente baja.

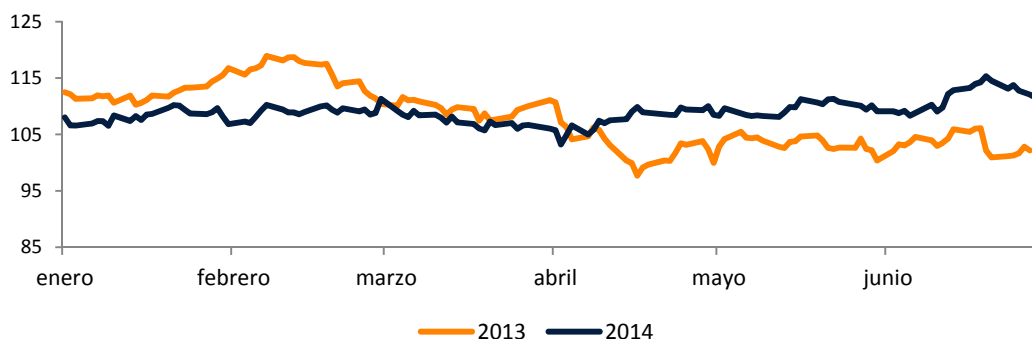
Las economías emergentes han capeado bien las turbulencias financieras provocadas el año pasado por el inicio de la retirada de estímulos monetarios de la FED. En 2014 China podría crecer al 7,5% a/a, Brasil un 1,8% y los países emergentes en su conjunto entre un 4,8 y un 5% a/a. En el primer semestre del año las condiciones financieras mejoraron sensiblemente gracias al regreso de los inversores internacionales hacia los países emergentes en busca de mayor rentabilidad.

Evolución reciente del sector de la Energía

Durante los últimos meses en el mercado del petróleo han confluído fuerzas, tanto de índole geopolítica como de fundamentos, que han contribuido a una relativa estabilidad en el precio del Brent, manteniéndolo en un rango estrecho de entre los 105 y los 110 dólares por barril. El conflicto geopolítico de Ucrania, primero, y mejores perspectivas de la demanda de los países emergentes, presionan los precios al alza mientras que, un incremento de la oferta, tanto en la no-OPEP como en la OPEP, presionan

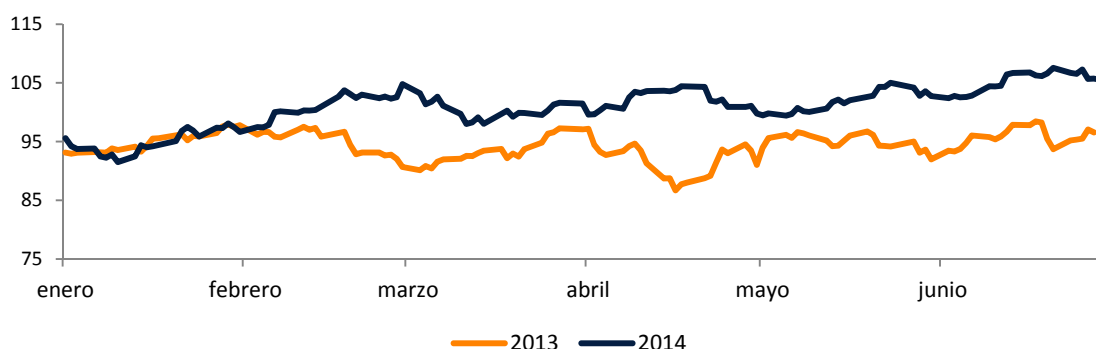
los precios a la baja. Más recientemente el precio del crudo ha alcanzado sus máximos anuales a causa de la amenaza de guerra civil en Iraq, país clave en la oferta actual y futura de crudo.

Evolución cotización Brent 1S14 vs 1S13



El crudo de referencia americano, West Texas Intermediate (WTI) ha descrito un perfil alcista que responde a la continua evacuación de crudo desde Cushing, Oklahoma, hacia el Golfo de México (GoM), relajando los cuellos de botella que afectan a la región desde hace tres años y estrechando el diferencial respecto al marcador europeo.

Evolución cotización WTI 1S14 vs 1S13

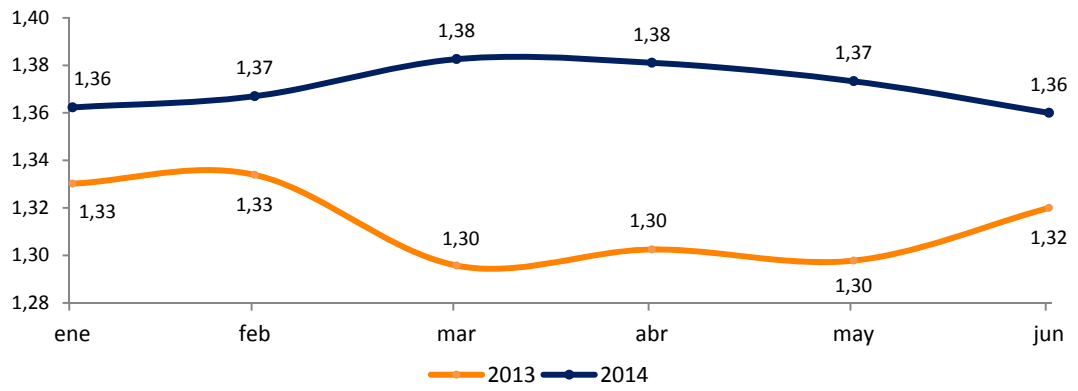


Por su parte, en el mercado del gas natural, el descenso del precio medio en Europa y Asia se explica por la relajación de los fundamentos implicados en el balance oferta-demanda, que han pesado más que la evolución del precio del crudo, sobre todo en Europa. En esta región, se ha producido una situación de sobre-oferta en un contexto de persistente debilidad de la demanda. La crisis entre Rusia y Ucrania al comenzar en marzo, pasado el invierno, no supuso una interrupción de los suministros del gas. En Asia no se produjeron restricciones significativas de oferta y la demanda mostró signos de debilidad, a pesar de la incorporación de Singapur y Malasia como países importadores de GNL en 2013.

Evolución del tipo de cambio

A pesar de que los riesgos derivados de la crisis financiera de 2009 se han atenuado sustancialmente, y en ausencia de presiones inflacionistas, es previsible que los tipos de interés se mantengan relativamente bajos durante los próximos años a nivel global. En la primera mitad del año, la disminución de riesgos financieros en Europa atrajo capitales a la zona euro y provocó una apreciación del euro respecto al dólar americano. No obstante, dado que la Zona Euro va más retrasada en la recuperación económica cabe esperar que el BCE mantenga los tipos de interés más bajos y durante más tiempo que en los EE.UU.

Evolución tipo de cambio medio mensual 1S14 vs 1S13



4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS¹

RESULTADOS

El resultado neto ajustado del Grupo en el primer semestre de 2014 y 2013 es el siguiente:

<i>Millones de euros</i>	2014	2013	Variación
Upstream	400	634	-37%
Downstream	452	350	29%
Gas Natural Fenosa	282	253	11%
Corporación y ajustes	(212)	(312)	32%
Resultado neto ajustado	922	925	0%
Efecto patrimonial	(54)	(153)	65%
Resultado no recurrente	191	(87)	-
Resultado de operaciones interrumpidas	268	216	24%
Resultado neto	1.327	901	47%

NOTA: Para más información en relación al desempeño de los segmentos, véase la Nota 4 “*Información por segmentos*” de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014.

Desde un punto de vista macroeconómico, los principales factores que han influido en la evolución de los resultados en el primer semestre de 2014 han sido la depreciación del dólar frente al euro respecto al mismo periodo de 2013, unos tipos de interés bajos y la lenta recuperación de la economía mundial.

El Resultado Neto Ajustado² del primer semestre de 2014 ha ascendido a 922 millones de euros, en línea al del mismo periodo de 2013.

El resultado neto ajustado en *Upstream* en el primer semestre de 2014 ha ascendido a 400 millones de euros frente a los 634 millones de euros del mismo período de 2013. El descenso de la producción en Libia por problemas de seguridad y en Trinidad y Tobago, por los trabajos de perforación y mantenimiento en el campo Savonette, han podido compensarse parcialmente por la puesta en marcha de Kinteroni en Perú, la conexión de nuevos pozos en Sapinhoá (Brasil) y la entrada en producción de la

¹ Toda la información presentada a lo largo de la presente nota, y salvo mención expresa al efecto, ha sido elaborada de acuerdo al nuevo modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 4 “*Información por segmentos*” de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014.

En los ANEXOS I y II de este documento, se incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE.

² El Grupo ha decidido expresar como medida del resultado de cada segmento de negocio el “Resultado Neto Ajustado”, esto es el resultado recurrente de operaciones continuadas a coste de reposición (CCS) y neto de impuestos, que incluye de acuerdo con su porcentaje de participación, las magnitudes correspondientes a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales.

Como consecuencia de ello, el Resultado Neto Ajustado se presenta de acuerdo con el método de valoración de existencias de coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria, que difiere del criterio aceptado en la normativa contable europea (MIFO). Este método se utiliza para facilitar la comparabilidad con otras compañías del sector. De acuerdo con el mismo, los precios de compra de los volúmenes vendidos en el periodo se determinan de acuerdo con los precios actuales de las compras de dicho periodo. El efecto patrimonial es la diferencia entre el resultado de acuerdo con el coste de reposición y el resultado a MIFO y se presenta neto de su efecto fiscal y de minoritarios.

Asimismo, el Resultado Neto Ajustado excluye los resultados no recurrentes, esto es, aquellos que se originan por hechos o transacciones que caen fuera de las actividades ordinarias o típicas de la empresa, tienen carácter excepcional y surgen de hechos aislados.

Por último, hay que precisar que el rendimiento del segmento Gas Natural Fenosa se evalúa en base al resultado neto que aporta y al flujo de caja que se obtiene a través del cobro de dividendos. Por tanto, el resultado de este segmento se expresa como el resultado de la sociedad de acuerdo con el método de puesta en equivalencia y en el resto de magnitudes únicamente se incluyen los flujos de efectivo que se hayan generado en el Grupo Repsol como accionista de Gas Natural SDG, S.A.

En el ANEXO I de este documento se incluye la reconciliación de los resultados ajustados con los resultados NIIF-UE.

Fase II de Margarita en Bolivia y de SK en Rusia en octubre y febrero de 2013, respectivamente. Adicionalmente, los resultados se han visto afectados negativamente por mayores costes de exploración debido a una mayor amortización de sondeos, por mayores amortizaciones derivadas del inicio de la producción en los nuevos proyectos y por efecto del tipo de cambio USD/€

El resultado neto ajustado en *Downstream* en el primer semestre de 2014 ha sido de 452 millones de euros, lo que supone un aumento del 29% con respecto al mismo periodo de 2013. Este incremento obedece, principalmente, a (i) la mejora del resultado en el negocio de Química, donde las medidas de eficiencia y competitividad implementadas, han permitido la mejora de los márgenes y de las ventas respecto del primer semestre de 2013, (ii) la mejora del resultado de Marketing por mayores márgenes en las estaciones de servicio en España y (iii) la mejora de resultados en la actividad de *Gas&Power*, principalmente por el incremento de los precios de referencia, provocado por las bajas temperaturas registradas durante el invierno en la región nordeste de Norteamérica, por el mayor volumen comercializado de gas natural en Norteamérica y por los menores gastos de regasificación y amortizaciones tras las provisiones registradas en los activos de Canadá al 31 de diciembre de 2013. Por otra parte, la debilidad de los márgenes de refino en Europa ha afectado negativamente a los resultados de nuestro refino en España, que se han compensado con la mejora de los mismos en Perú. Por último, los resultados de la actividad de GLP en España se han visto afectados por la aplicación de la regulación para el GLP envasado, si bien hay que destacar el impacto positivo de las sentencias que reconocen el derecho de Repsol a ser indemnizado por las pérdidas derivadas de la aplicación de la fórmula de precios correspondiente a los trimestres segundo al cuarto de 2011 y primero de 2012.

Respecto a *Gas Natural Fenosa*, el resultado neto en el primer semestre de 2014 ha sido de 282 millones de euros, frente a los 253 millones de euros del mismo periodo del año anterior. Los menores resultados del negocio eléctrico en España, afectado por la regulación aprobada en julio del año pasado, y de los negocios en Latinoamérica, por el impacto de la depreciación del dólar y las monedas locales, se compensan con los mejores resultados de comercialización mayorista de gas. Adicionalmente, destaca la plusvalía por la venta del negocio de telecomunicaciones.

En *Corporación y ajustes*, en el primer semestre de 2014 se registró un resultado neto negativo de 212 millones de euros, lo que supone una mejora del 32% frente a los 312 millones de euros negativos del mismo periodo de 2013. Esta variación se explica principalmente por la mejora en los resultados asociados al trading de derechos de CO₂ y por la evolución positiva del resultado financiero, debido a la reducción del coste medio de la deuda y el efecto positivo de la cotización del dólar frente al euro, compensado parcialmente por los efectos de la cancelación anticipada de las obligaciones emitidas en el ejercicio 2013 por Repsol, S.A.

El resultado neto del primer semestre de 2014 ha sido de 1.327 millones de euros, frente a los 901 del ejercicio anterior, lo que supone un aumento del 47%.

El resultado neto (1.327 millones de euros) se obtiene añadiendo al resultado neto ajustado (922 millones de euros) los siguientes componentes:

- Efecto patrimonial: el efecto en resultados asociado a la valoración del crudo y los productos a coste medio (MIFO), en lugar de a coste de reposición (CCS), ha supuesto en el periodo -54 millones de euros después de impuestos.
- Resultados no recurrentes: 191 millones de euros después de impuestos que se corresponden fundamentalmente con (i) las plusvalías obtenidas por la venta de las acciones no expropiadas de YPF S.A. (287 millones de euros), (ii) la plusvalía por la venta de la participación en Transportadora de Gas del Perú, S.A. (57 millones de euros), (iii) la cancelación del contrato de transporte de GNL con Naturgas (48 millones de euros), y (iv) la provisión registrada en los activos de *Upstream* en Norteamérica (142 millones de euros), como consecuencia del nuevo plan de desarrollo previsto para los activos no convencionales del yacimiento Mississippian Lime (ver apartado g “*Pérdida de valor de los activos*” de la Nota 3 de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014).

- Resultados de operaciones interrumpidas: 268 millones de euros después de impuestos, que incluyen, principalmente, el efecto positivo por la venta de la participación en Repsol Comercializadora de Gas, S.A. (329 millones de euros).

A continuación se presentan los principales indicadores de rentabilidad financiera para el primer semestre de 2014 y 2013:

INDICADORES DE RENTABILIDAD	30/06/2014	30/06/2013
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) ⁽¹⁾⁽²⁾ (%)	6,9	5,5
Beneficio por acción (€/acción) ⁽¹⁾	0,98	0,68

(1) Las magnitudes y ratios financieros correspondientes al 30 de junio de 2013, han sido re-expresados a efectos comparativos con respecto a la información publicada en el informe de gestión intermedio de 2013.

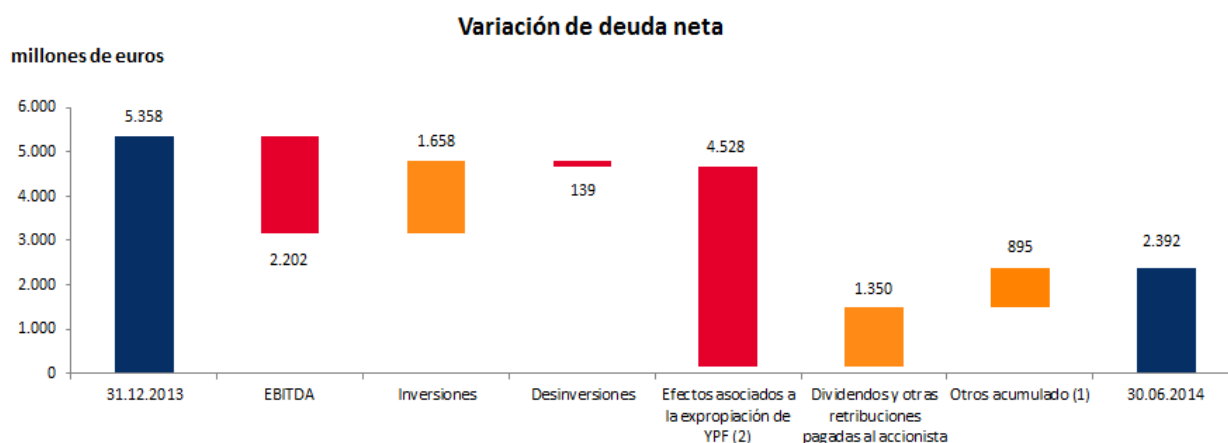
(2) ROACE: (resultado operativo recurrente neto + resultado participadas recurrente) / (capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas). El ROACE correspondiente al primer semestre de 2014 es un indicador anualizado y el correspondiente al ejercicio 2013 se corresponde con su dato real anual.

SITUACIÓN FINANCIERA

Durante el primer semestre de 2014 ha mejorado sustancialmente la solidez financiera de Repsol, y por ello las principales agencias internacionales de rating han mejorado su calificación crediticia.

Endeudamiento

La deuda financiera neta ajustada del Grupo consolidado a 30 de junio de 2014 asciende a 2.392 millones de euros frente a 5.358 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, lo que supone una reducción de 2.966 millones de euros. A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta ajustada durante los seis primeros meses de 2014:



(1) Incluye fundamentalmente pagos por impuesto sobre beneficios, intereses netos y la variación del fondo de maniobra comercial.

(2) Incluye principalmente la venta de bonos de la República Argentina recibidos para pago de la compensación por la expropiación de YPF y la venta de las acciones no expropiadas de YPF S.A. (Ver apartado 2.3.2 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF GAS S.A. en este documento).

La venta de los bonos de la República Argentina como medio de pago de la compensación por la expropiación de YPF y la venta de las acciones de YPF no expropiadas han generado unos ingresos conjuntos de 4.592 millones de euros. También la venta de las participaciones en Repsol Comercializadora de Gas, S.A. y en TGP han supuesto una entrada de fondos de 513 millones de euros y 109 millones de euros, respectivamente.

Principales operaciones de financiación, vencimientos y cancelaciones de la deuda bruta

Durante el primer semestre de 2014, el Grupo ha realizado emisiones de papel comercial europeo (ECP) por importe nominal de 592 millones de euros, 342 millones de dólares y 5 millones de libras esterlinas, sumando un contravalor total de 847 millones de euros.

En el mes de marzo ha vencido un bono emitido por Repsol International Finance, B.V. con fecha 27 de marzo de 2009 por importe de 1.000 millones de euros. Dicho bono, con un cupón del 6,50%, ha supuesto en el periodo una disminución del pasivo financiero corriente y una salida de caja por dicho importe.

El 17 de junio de 2014 Repsol, S.A. anunció la cancelación anticipada de la totalidad de las Obligaciones Simples Serie I/2013. Como consecuencia de esta cancelación, se ha reconocido en el primer semestre de 2014 una pérdida antes de impuestos por importe de 71 millones de euros. El 1 de julio de 2014, con el abono en efectivo a los tenedores de las obligaciones se dieron de baja del balance de situación dichas obligaciones. Para más información véase el apartado b) “Pasivos financieros” de la Nota 5 y la Nota 12 “Hechos posteriores” de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014.

Prudencia financiera

Repsol mantiene recursos disponibles en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito sin usar que le permiten cubrir los vencimientos de su deuda bruta incluyendo participaciones preferentes.

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.

INDICADORES DE SITUACIÓN FINANCIERA	Grupo Consolidado	
	30/06/2014	31/12/2013
<i>Millones de euros, excepto los ratios expresados en %</i>		
Deuda financiera neta	2.392	5.358
Deuda financiera neta / capital empleado total ⁽¹⁾	8,2%	16,3%
EBITDA ⁽²⁾ / Deuda financiera neta (x veces)	1,8	0,9

⁽¹⁾ En 2013 incluía el capital empleado correspondiente a las operaciones interrumpidas que a 30 de junio de 2014 ha sido dado de baja como consecuencia de la monetización de la compensación por la expropiación del 51% de YPF (ver Nota 2.3.2).

⁽²⁾ El EBITDA correspondiente al primer semestre de 2014 es un indicador anualizado por mera extrapolación de los datos del periodo; el correspondiente al ejercicio 2013 es el dato real anual.

Calificación crediticia

En la actualidad, y tras el anuncio del alza realizado tanto por Fitch como por Moody's, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de rating son las siguientes:

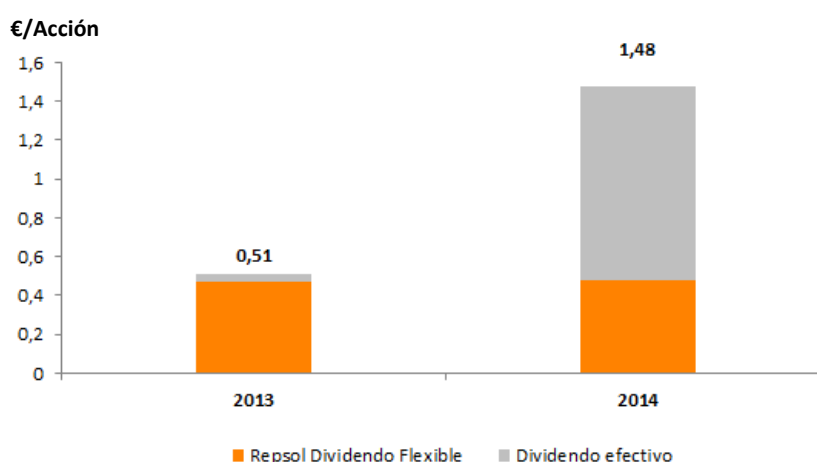
PLAZO	STANDARD & POOR'S	MOODY'S	FITCH RATINGS
Largo	BBB-	Baa2	BBB
Corto	A-3	P-2	F-3
Perspectiva	Positiva	Estable	Positiva
Fecha de la última modificación	15/05/2014	20/05/2014	15/05/2014

Acciones y participaciones en patrimonio propias

No se han realizado operaciones con acciones y participaciones en patrimonio propias relevantes. Para más información sobre acciones y participaciones en patrimonio propias, véase la Nota 3.f).2 de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014.

RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

La retribución percibida por los accionistas en el primer semestre de 2014 y 2013 derivada de los dividendos en efectivo y del programa “*Repsol dividendo flexible*”, es la siguiente:



La retribución indicada en el gráfico anterior para el primer semestre de 2014 incluye el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2014 (0,477 euros por derecho), en el marco del programa “*Repsol dividendo flexible*” y un dividendo extraordinario a cuenta de los resultados del ejercicio en curso de 1 euro por acción. En consecuencia, Repsol ha pagado durante el primer semestre de 2014 un importe bruto total de 1.557 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 22.044.113 acciones nuevas, por un importe equivalente de 389 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la sociedad.

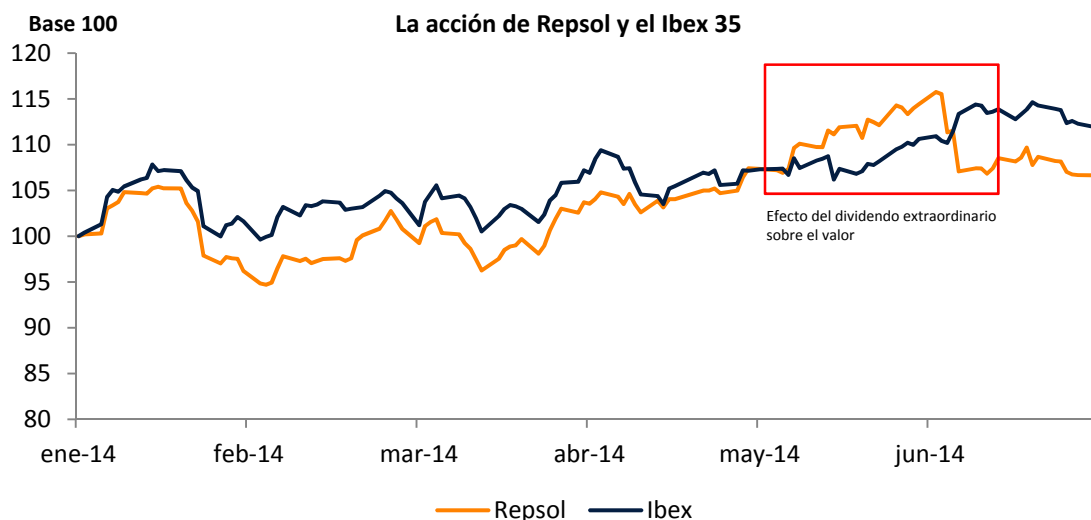
Asimismo en julio de 2014 en el marco del programa “*Repsol dividendo flexible*” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo complementario del ejercicio 2013, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 155 millones de euros (0,485 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 25.756.369 acciones, por un importe equivalente de 487 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

Para información complementaria sobre la retribución total percibida por los accionistas y las mencionadas ampliaciones de capital liberadas derivadas del programa “*Repsol dividendo flexible*”, véase el apartado 3.f) “*Patrimonio Neto*” de la Nota 3 y la Nota 6 “*Retribución al accionista*” de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014.

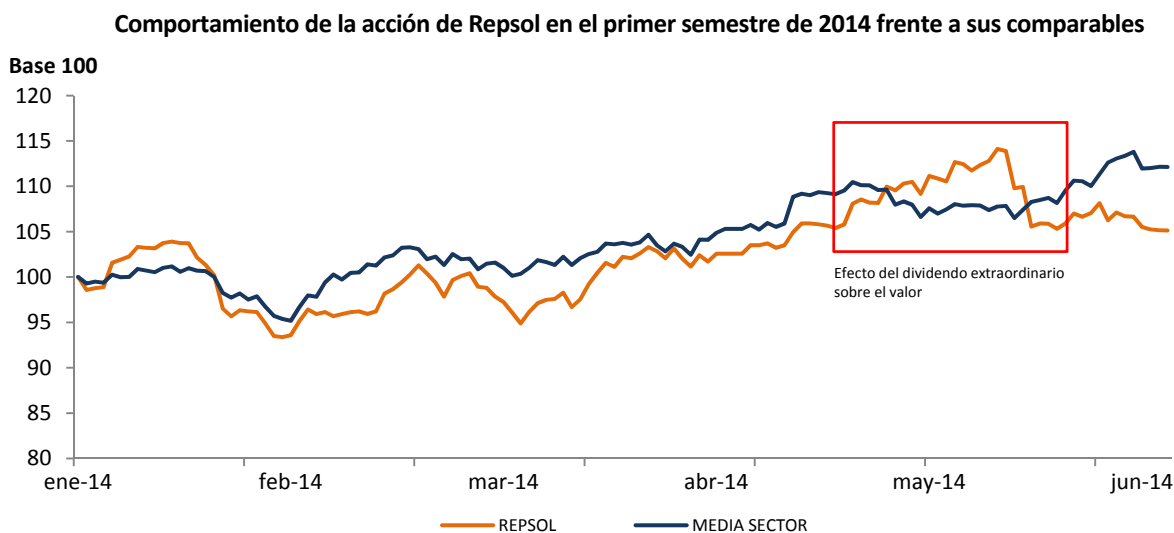
Nuestra acción

En general el primer semestre de 2014 ha sido positivo para los mercados bursátiles españoles, con el Ibex 35 cerrando el periodo con una revalorización del 10,15%. Este incremento se debió principalmente a un cambio de percepción sobre la economía española por parte de los inversores. La prima de riesgo cayó 62,2 puntos durante los seis primeros meses del año y el interés del bono español a diez años bajó del 4% al 2,66%, demostrando que el mercado ve las reformas políticas y la estabilidad como buenas señales para invertir en las empresas españolas.

La acción de Repsol, impulsada en parte por el anuncio del dividendo extraordinario de un euro bruto por acción y la satisfactoria monetización de los bonos argentinos, tuvo un mejor comportamiento que el Ibex 35 durante la mayor parte de periodo. Repsol cerró el semestre con una revalorización del 5,13%, una vez que el precio de la acción descontó el pago del dividendo extraordinario y el precio de los derechos de asignación gratuita del programa “*Repsol dividendo flexible*”. No obstante, en términos de rentabilidad total Repsol se situó por encima de la media del Ibex, y como la empresa española líder en retribución al accionista.



En relación con el sector, la acción de Repsol se comportó mejor que la media de sus comparables europeos hasta el momento del pago del dividendo extraordinario. Las empresas europeas del sector se revalorizaron una media del 10,03% y, al igual que en la comparación con el Ibex 35, el comportamiento de los títulos de Repsol frente al sector a cierre del semestre se vio influenciado por el descuento en la cotización del dividendo extraordinario y de los derechos del programa “*Repsol dividendo flexible*”.



Nota: media del sector formada por BP, ENI, Total, RDS (B), OMV, Galp y Statoil.

El detalle de los principales indicadores bursátiles del Grupo durante el primer semestre de 2014 y 2013 se expone a continuación:

PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	30/06/2014	30/06/2013
Cotización al cierre del periodo ⁽¹⁾ (euros)	19,26	16,21
Cotización media del periodo (euros)	18,79	16,81
Precio máximo del periodo (euros)	20,90	18,49
Precio mínimo del periodo (euros)	17,10	15,14
Capitalización bursátil al cierre del periodo (millones de euros) ⁽²⁾	25.510	20.789
Valor en libros por acción ^{(3) (4)}	20,16	20,89

(1) Corresponde al precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.

(2) Corresponde al precio de cotización por acción a cierre por el número de acciones en circulación.

(3) Corresponde al Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante / número de acciones en circulación al cierre.

(4) Magnitud o indicador comparativo correspondiente a 31 de diciembre de 2013.

5. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS

5.1) UPSTREAM

Magnitudes e indicadores			Resultados e inversiones			
	Junio 2014	Junio 2013	Millones de euros	Junio 2014	Junio 2013	Variación
Producción neta de líquidos día (kbb/d)	126	150	Norteamérica y Brasil	154	94	64%
Producción neta de gas día (kbep/d)	214	210	Norte de Africa	-23	157	-115%
Total producción neta hidrocarburos (Kbep/d)	340	360	Resto del mundo	269	383	-30%
Precio medio de realización del crudo (\$/bb)	86,9	90,0	Rdo. Neto Ajustado	400	634	-37%
Precio medio de realización de gas (\$/Miles Scf)	4,1	4,1	EBITDA	1.359	1.725	-21%
Coste de extracción ⁽¹⁾ (\$bep)	5,14	4,31	Inversiones de explotación ⁽¹⁾	1.275	1.151	11%
Finding cost (media trianual) (\$/bep) ⁽²⁾	6,21	9,45	Costes de exploración	379	196	93%
			Tipo Impositivo Efectivo	40%	48%	-8%

⁽¹⁾ Net Lifting Cost: Lifting Costs / Producción Neta
⁽²⁾ Finding cost: (Inversiones Compra Dominio Minero + Exploración)/Descubrimientos y Extensiones

⁽¹⁾ La inversión en desarrollo representó el 59% del total y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (31%), Venezuela (21%), Trinidad y Tobago (16%), Brasil (15%) y Bolivia (9%). La inversión en exploración representó un 34% de la inversión EE.UU. (42%), Brasil (10%) Angola (9%), Rusia (8%), Namibia (8%), Irak (7%) y Mauritania (5%).

Principales acontecimientos del primer semestre 2014

- A finales de enero de 2014 se firmó con la compañía Enagás el **acuerdo de venta del 10% de participación de Repsol en el gasoducto “Transportadora de Gas del Perú” (TGP)**. TGP es la empresa responsable del transporte del gas natural y líquidos desde el campo de producción de Camisea a la planta de licuefacción de Perú LNG situada en Pampa Melchorita y hasta la ciudad de Lima.
- El 8 de enero de 2014 **finalizó**, según lo establecido en el mismo, el **contrato de servicios en el bloque Reynosa-Monterrey en México**, y se procedió a la entrega de las instalaciones a la compañía nacional con todos los compromisos cumplidos.
- En el marco del Plan de Desarrollo **del campo Sapinhoá**, otro de los grandes proyectos estratégicos de la compañía, situado en el bloque BM-S-9 en la cuenca de Santos en las aguas profundas en Brasil, se **inició a mediados de febrero la producción del segundo pozo** productor. En abril se puso en **producción un tercer pozo y en julio el cuarto**. Repsol Sinopec Brasil participa en este importante proyecto en el presalino brasileño con un 25%, en asociación con Petrobras (45% y operador) y BG (30%).
- A finales de marzo, **comenzó la producción de gas en el campo de Kinteroni** (Bloque 57) en Perú, uno de los diez proyectos clave del Plan Estratégico de la compañía para el periodo 2012-2016. Repsol es el operador del proyecto con una participación del 53,84% que comparte con la compañía brasileña Petrobras (46,16%). El Bloque 57 se sitúa al este de la Cordillera de los Andes, una de las zonas gasíferas más prolíficas a nivel exploratorio de Perú.
- También en marzo de 2014 se **terminó con resultado positivo el sondeo Gabi -1 en Rusia** en el bloque Karabashsky 1 operado por Repsol con el 100% de participación. Este importante **descubrimiento se añade al realizado con el sondeo Gabi-2** en el bloque Karabashsky 2 también operado por Repsol con el 100% de participación. Los bloques se sitúan en Siberia Occidental y con estos dos importantes descubrimientos se demuestra su gran potencial de hidrocarburos.
- El rig “*Rowan Renaissance*” uno de los dos barcos de perforación de última generación para aguas ultra profundas contratados en 2012 para su construcción, **inició sus operaciones de perforación en abril**.
- El 15 de mayo en Argel, el Groupement Reggane, un consorcio formado por Sonatrach, Repsol, RWE Dea y Edison International, operador del desarrollo del Proyecto Reggane Nord en Argelia, que incluye los campos de Reggane, Kahlouche, Kahlouche Sur, Azrafil Sureste, Sali y Tiouliline, **firmó el contrato de Ingeniería, Compras, Construcción, Comisionado y Puesta en Marcha (EPCCS) de las Instalaciones de Superficie del Proyecto**, ubicado en el suroeste del Sahara argelino. Este paso es un hito

importante dentro de los trabajos de desarrollo de este proyecto estratégico de la compañía, que iniciará la producción de gas previsiblemente en el primer semestre de 2017.

- Campaña exploratoria: se ha concluido la perforación de **10 sondeos exploratorios**, 1 con resultado positivo, 7 negativos y 2 que se mantiene en evaluación. Al final del semestre se encuentran en curso 9 sondeos exploratorios. Adicionalmente, se han incorporado al **dominio minero** 22 nuevos bloques de exploración, que suponen un total de nueva superficie exploratoria bruta de 13.838 km².
- En el segundo trimestre del año se **acordó la entrada de las compañías Total** con un 35% y de **BG** con un 30% en el **bloque exploratorio en las aguas de Aruba**. Repsol mantiene la operación del bloque con el 35% de participación.
- En el marco de los trabajos adicionales de perforación en el **activo productivo TSP** (Teak, Samaan y Pou) **en las aguas de Trinidad y Tobago**, se anunció en julio el **descubrimiento de volúmenes adicionales de hidrocarburos** con el pozo TB14. El pozo se encuentra al norte del campo Teak. Adicionalmente **el pozo TB13 inició su producción** en junio. Repsol es la compañía operadora del activo con un 70% de participación.

5.2) DOWNSTREAM

Magnitudes e indicadores

	Jun -2014	Jun-2013
Capacidad de refino (kbbbl/d)	998	998
Europa (Incluye part. en ASES)	896	896
Resto del mundo	102	102
Índice de conversión (%)	59	59
Crudo procesado (millones de t)	19,2	19,3
Europa	17,6	17,7
Resto del mundo	1,6	1,6
Indicador de margen de refino (\$/Bbl)		
España	3,5	3,2
Perú	1,8	2,4
Número de estaciones de servicio	4.618	4.589
Europa	4.258	4.249
Resto del mundo	360	340
Ventas de productos petrolíferos (kt)	21.143	21.290
Europa	19.046	19.148
Resto del mundo	2.097	2.142
Ventas de productos petroquímicos (kt)	1.334	1.197
Europa	1.105	1.033
Resto del mundo	229	164
Ventas de GLP (kt)	1.219	1.273
Europa	721	779
Resto del mundo	498	494
Gas comerc. en Norteamérica (Tbtu)	149,6	86,2
GNL regasificado en Canaport (Tbtu)	13,6	27,5

Resultados e inversiones

Millones de euros	Jun -2014	Jun-2013	Variación
Europa	299	240	25%
Resto del mundo	153	110	39%
Rdo. neto ajustado ⁽¹⁾	452	350	29%
Efecto Patrimonial ⁽¹⁾	-54	-153	65%
Rdo. Neto recurrente a MIFO ⁽¹⁾	398	197	102%
EBITDA	948	635	49%
Inversiones de explotación ⁽²⁾	283	226	25%
Tipo Impositivo Efectivo	27%	32%	-5%

⁽²⁾ En 2014, la mayor parte de las inversiones del periodo se destinó a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad de los carburantes, así como de la seguridad y del respeto al medio ambiente.

Principales acontecimientos del primer semestre 2014

- El 1 de enero de 2014, una vez obtenidas las autorizaciones necesarias, se **completó la venta de la participación en Repsol Comercializadora de Gas S.A.**, cuya actividad principal es la comercialización, transporte y trading de gas natural.
- El 3 de abril la Comisión Nacional de la Competencia CNMC autorizó a Repsol la compra a CEPSA del 45% de Petrocat, operación subordinada al cumplimiento de los compromisos ofrecidos por REPSOL.
- El 4 de julio se aprobó el Real Decreto-ley 8/2014, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, que afecta **al GLP envasado liberalizando el precio** de aquellas bombonas que pesan en vacío menos de 9 kilogramos. Adicionalmente, el Real Decreto incluye medidas en materia de eficiencia energética entre las que se encuentra la

creación del Fondo de Eficiencia Energética al que deberán hacer una contribución financiera anual las empresas comercializadoras de gas y electricidad, los operadores de productos petrolíferos al por mayor y los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, afectando por tanto a GLP y a carburantes y combustibles.

- El 9 de mayo se notificaron tres sentencias favorables de la sala de lo contencioso administrativo de la Audiencia Nacional por las que se reconoce el derecho de Repsol a ser indemnizada por los daños y perjuicios ocasionados por aplicación de la fórmula del precio máximo a los **envases de GLP envasado regulado** resultante de la Orden ITC 2608/2009 vigente entre octubre de 2009 y septiembre de 2012.
- Durante el semestre se ha avanzado de acuerdo a lo previsto en la construcción de la **nueva planta de producción de bases lubricantes de nueva generación** en Cartagena (instalación de propiedad conjunta con la empresa coreana SKL) y cuya puesta en marcha está prevista para el último trimestre de 2014.
- Respecto al proyecto de crecimiento de Dynasol en Asia a través de una joint venture (JV) en China con un socio local (Shanxi Norther Xing'an Chemical Industry), para la instalación de **una planta de 100 ktn/anuales de caucho sintético**, durante el primer semestre se ha aprobado la financiación solicitada, avanzado en la construcción e iniciado ya el proceso de contratación de personal con vistas a las actividades de formación, comisionado y puesta en marcha que se iniciarán en la segunda mitad del año.
- Durante el semestre, el Grupo ha mantenido su política de **asociación con empresas líderes** del mercado:
 - Repsol y **El Corte Inglés** han ampliado su colaboración para disponer de hasta un centenar de tiendas Supercor Stop & Go en las Estaciones de Servicio de Repsol
 - Repsol y **Renault** han acordado promover la venta de vehículos de las marcas Renault y Dacia propulsados con **AutoGas**.
 - Repsol y **Michelin** mantienen un acuerdo estratégico para **favorecer el tráfico y las ventas de sus respectivos productos**.
 - **AIMIA**, empresa líder internacional en programas de fidelización, ha entrado en el accionariado de Air Miles, sociedad participada por REPSOL que gestiona el programa **Travel Club**.
- Continuando con su política **de expansión en el negocio de Autogas**, Repsol ha incrementado en 40 el número de EE.SS. de este producto en España.

ANEXO I: RECONCILIACIÓN DE LOS RESULTADOS AJUSTADOS CON LOS RESULTADOS NIIF ADOPTADOS POR LA UNIÓN EUROPEA

(en revisión)	PRIMER SEMESTRE 2014						
	Millones de euros	AJUSTES					Resultados NIIF-UE
		Resultados Ajustados	Reclasificación de Negocios Conjuntos	No Recurrente	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	1.158	(464)	(183)	(81)	(728)	430	
Resultado financiero	(176)	(57)	443	-	386	210	
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	295	335	49	-	384	679	
Resultado antes de impuestos	1.277	(186)	309	(81)	42	1.319	
Impuesto sobre beneficios	(342)	186	(118)	24	92	(250)	
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	935	-	191	(57)	134	1.069	
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(13)	-	-	3	3	(10)	
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	922	-	191	(54)	137	1.059	
Resultado de operaciones interrumpidas						268	
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	922	-	191	(54)	137	1.327	

(en revisión)	PRIMER SEMESTRE 2013						
	Millones de euros	AJUSTES					Resultados NIIF-UE
		Resultados Ajustados	Reclasificación de Negocios Conjuntos	No Recurrente	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	1.476	(407)	(42)	(232)	(681)	795	
Resultado financiero	(248)	-	3	-	3	(245)	
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	282	143	(21)	-	122	404	
Resultado antes de impuestos	1.510	(264)	(60)	(232)	(556)	954	
Impuesto sobre beneficios	(591)	264	(27)	69	306	(285)	
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	919	-	(87)	(163)	(250)	669	
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	6	-	-	10	10	16	
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	925	-	(87)	(153)	(240)	685	
Resultado de operaciones interrumpidas						216	
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	925	-	(87)	(153)	(240)	901	

ANEXO II: RECONCILIACIÓN DE OTRAS MAGNITUDES CON LOS ESTADOS FINANCIEROS NIIF ADOPTADOS POR LA UNIÓN EUROPEA

DEUDA NETA (Millones de euros)	DICIEMBRE 2013	PRIMER SEMESTRE 2014
Deuda financiera neta negocios integrados	-5.358	-2.392
Financiación neta negocios conjuntos	-2.147	-2.018
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex-tipo de cambio	-62	-97
Deuda financiera neta según balance NIIF-UE	-7.567	-4.507
Instrumentos financieros no corrientes	665	460
Otros activos financieros corrientes	354	1.616
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.716	6.845
Pasivos financieros no corrientes	-8.469	-7.222
Pasivos financieros corrientes	-5.833	-6.206

OTRAS MAGNITUDES PRIMER SEMESTRE 2014	Según Evolución Deuda Neta	Ajuste Negocios conjuntos	Inversiones /Desinversiones financieras	Según Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE
EBITDA	2.202	(643)	-	1.559
Pagos inversiones	(1.658)	458	(904)	(2.104)
Desinversiones ⁽¹⁾	4.731	(6)	-	4.725

⁽¹⁾ Incluye 139 millones por desinversiones y 4.592 M€ correspondientes a la monetización de los bonos de la República Argentina y a la venta de acciones no expropiadas de YPF (reflejados en “Efectos asociados a la expropiación de YPF” del cuadro de Variación de la deuda neta del apartado “Situación Financiera” de la Nota 4).

ANEXO III: TABLA DE CONVERSIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS

			PETRÓLEO				GAS		ELECTRICIDAD
			Litros	Barriles	Metros cúbicos	tep	Metros cúbicos	Pies cúbicos	kWh
PETRÓLEO	1 barril ⁽¹⁾	bbbl	158,99	1	0,16	0,14	162,60	5.615	1,7x10 ⁶
	1 metro cúbico ⁽¹⁾	m ³	1.000	6,29	1	0,86	1.033	36.481	10.691,5
	1 tonelada equivalente petróleo ⁽¹⁾	tep	1.160,49	7,30	1,16	1	1.187	41.911	12.407,4
GAS	1 metro cúbico	m ³	0,98	0,01	0,001	0,001	1	35,32	10,35
	1.000 pies cúbicos=1,04x10 ⁶ Btu	ft ³	27,64	0,18	0,03	0,02	28,3	1.000	293,1
ELECTRICIDAD	1 megawatio hora	MWh	93,53	0,59	0,10	0,08	96,62	3.412,14	1.000

⁽¹⁾ Media de referencia: 32,35 °API y densidad relativa 0,8636

			Metro	Pulgada	Pie	Yarda
LONGITUD	metro	m	1	39,37	3,281	1,093
	pulgada	in	0,025	1	0,083	0,028
	pie	ft	0,305	12	1	0,333
	yarda	yd	0,914	36	3	1
			Kilogramo	Libra	Tonelada	
MASA	kilogramo	kg		1	2,2046	0,001
	libra	lb		0,45	1	0,00045
	tonelada	t		1.000	22,046	1
			Pie cúbico	Barril	Litro	Metro cúbico
VOLUMEN	pie cúbico	ft ³	1	0,1781	28,32	0,0283
	barril	bbbl	5.615	1	158,984	0,1590
	litro	l	0,0353	0,0063	1	0,001
	metro cúbico	m ³	35,3147	6,2898	1.000	1

Término	Descripción	Término	Descripción	Término	Descripción
bbbl	Barril	kbbbl	Mil barriles de petróleo	Mm³/d	Millón de metros cúbicos por día
bcf	Mil millones de pies cúbicos	kbbbl/d	Mil barriles de petróleo por día	Mscf/d	Millón de pies cúbicos estándar por día
bcm	Mil millones de metros cúbicos	kbep	Mil barriles de petróleo equivalentes	MW	Millón de watos
bep	Barril equivalente de petróleo	kbep/d	Mil barriles de petróleo equivalentes por día	Mwe	Millón de watos eléctricos
Btu	British thermal unit	km²	Kilómetro cuadrado	MWh	Millón de watos por hora
GLP	Gas Licuado de Petróleo	kt	Mil toneladas	TCF	Trillones de pies cúbicos
GNL	Gas Natural Licuado	Mbbl	Millón de barriles	tep	Tonelada equivalente de petróleo
Gwh	Gigawatos por hora	Mbep	Millón de barriles equivalentes de petróleo	USD	Dólar americano