

# Avance de Resultados 1T 2010



Madrid, 29 de abril de 2010

**ÍNDICE:**

<b>PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2010</b>	<b>3</b>
<b>1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES</b>	<b>4</b>
1.1.- <i>UPSTREAM</i>	4
1.2.- <i>GNL</i>	6
1.3.- <i>DOWNSTREAM</i>	7
1.4.- <i>YPF</i>	8
1.5.- <i>GAS NATURAL FENOSA</i>	10
1.6.- <i>CORPORACIÓN Y OTROS</i>	10
<b>2.- RESULTADO FINANCIERO, ENDEUDAMIENTO E INVERSIONES</b>	<b>11</b>
<b>3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS</b>	<b>13</b>
3.1.- <i>IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS</i>	13
3.2.- <i>RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS</i>	13
3.3.- <i>INTERESES MINORITARIOS</i>	13
<b>4.- HECHOS DESTACADOS</b>	<b>14</b>
<b>5.- COMPARACIÓN DE LA INFORMACIÓN</b>	<b>15</b>
 <b><u>TABLAS:</u></b>	
<b>RESULTADOS 1T 2010</b>	<b>16</b>
<b>PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 1T 2010</b>	<b>26</b>

## Mejora sustancial de las variables de negocio

### Cifras no auditadas (NIIF)

RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE 2010	1T 2009 (* )	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
<b>RESULTADO CONTABLE A CCS (M€)</b>				
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN CCS	980	610	1.336	36,3
RESULTADO NETO CCS	549	167	555	1,1
<b>INDICADORES PROFORMA A CCS (M€)</b>				
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE CCS	762	750	1.260	65,4
RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	434	241	508	17,1
<b>RESULTADO CONTABLE (M€)</b>				
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	957	681	1.538	60,7
RESULTADO NETO	529	211	688	30,1
<b>INDICADORES PROFORMA (M€)</b>				
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	739	821	1.462	97,8
RESULTADO NETO RECURRENTE	414	285	641	54,8
<b>BENEFICIO POR ACCIÓN</b>				
Euros por acción	0,44	0,17	0,56	27,3
Dólares por acción	0,58	0,25	0,76	31,0

(\* Los datos correspondientes al primer trimestre de 2009 que se mencionan en el presente avance de resultados han sido adecuadamente modificados, de acuerdo con lo previsto en la normativa contable y como consecuencia del cambio de clasificación contable de la participación del Grupo en Alberto Pasqualini Refap, S.A. , para facilitar su comparación con los datos del primer trimestre de 2010 (ver apartado 5: Comparación de la información)

### PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2010

- **El resultado de explotación** del trimestre ha aumentado un 60,7% frente al mismo trimestre del año anterior y un 125,8% superior al del último trimestre, mostrando la senda de recuperación de los resultados. En base recurrente, el resultado de explotación del trimestre es un 97,8% superior al del mismo trimestre del año anterior y también un 78,1% superior al del trimestre anterior.
- El resultado de explotación recurrente a CCS del primer trimestre frente al mismo período del año anterior se ha visto afectado principalmente por la mejora del precio del crudo y del gas, el incremento de producción y mejora del mix en Upstream, la recuperación del negocio químico, así como los mejores resultados obtenidos en YPF y en Gas Natural Fenosa, a pesar del menor margen de refino.
- La **producción** en este trimestre alcanzó los 350 Kbp/d, un 10,4% superior a la del mismo período de 2009. El incremento, mayoritariamente de líquidos, que han pasado a representar el 43% de la producción total del trimestre, ha mejorado el mix de producción. Este mayor volumen se explica principalmente por la producción de líquidos del campo Shenzi en Estados Unidos.
- La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa**, se situó al cierre de marzo de 2010 en 4.843 M€ ligeramente por debajo del cierre de 2009. El EBITDA generado este trimestre, superior en un 33% al del trimestre anterior, ha permitido cubrir las inversiones netas realizadas y el incremento de circulante comercial que ha sido particularmente elevado en este periodo por el aumento de los precios internacionales de crudo. El ratio de deuda neta sobre capital empleado excluyendo Gas Natural Fenosa al cierre del primer trimestre de 2010 se sitúa en el 15,9% frente al 16,7% al cierre de 2009.
- Se anunció un nuevo hallazgo en el campo Perla, en aguas someras del Golfo de Venezuela, que aumenta en un 30% la previsión de recursos de gas hasta entre 9 y 10 Tcf.
- En Guará Norte (Brasil) se encontró un reservorio de similar calidad al primer pozo en Guará y se está preparando el test de producción con la misma plataforma.

## 1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

### 1.1.- UPSTREAM

**Cifras no auditadas (NIIF)**

	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b> (M€)	185	163	432	133,5
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE</b> (M€)	185	225	432	133,5
<b>PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS</b> (Miles de bep/d)	113	149	151	33,3
<b>PRODUCCIÓN GAS (*)</b> (Millones scf/d)	1.146	1.124	1.119	- 2,3
<b>PRODUCCIÓN TOTAL</b> (Miles de bep/d)	317	349	350	10,4
<b>INVERSIONES</b> (M€)	314	180	138	-56,1
<b>COSTES DE EXPLORACIÓN</b> (M€)	28	176	78	178,6
<b>COTIZACIONES INTERNACIONALES</b>	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
Brent (\$/Bbl)	44,5	74,5	76,4	71,7
WTI (\$/Bbl)	43,3	76,1	78,9	82,2
Henry Hub (\$/MBtu)	4,9	4,2	5,3	8,2
<b>PRECIOS DE REALIZACIÓN</b>	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
CRUDO (\$/Bbl)	39,6	69,4	72,2	82,3
GAS (\$/Miles scf)	2,5	2,6	2,7	8,0

(\*) 1.000 Mcf/d = 28,32 Mm<sup>3</sup>/d = 0,178 Mbep/d

El **resultado de explotación recurrente** en el primer trimestre de 2010 ascendió a 432 M€ lo que representa un aumento del 133,5% frente al primer trimestre de 2009.

La diferencia de 247 M€ entre los trimestres mencionados se explica principalmente por los mayores precios y el mayor volumen de producción:

- Los precios de realización de crudo y, en menor medida, del gas, netos del efecto de regalías, han tenido un impacto positivo de 248 M€. El incremento del 82,3% en el precio de realización de crudo es superior a la variación experimentada por el Brent debido al mayor peso de las ventas de Estados Unidos por la entrada de Shenzi y a las de Libia por mayor cuota.
- El mayor volumen de producción, en especial de líquidos, ha tenido un efecto positivo de 184 M€.
- El mayor coste exploratorio, consecuencia de la mayor actividad, ha impactado negativamente en 55 M€.
- La depreciación del dólar frente al euro ha supuesto un menor resultado de 27 M€.
- Finalmente, las mayores amortizaciones, por el incremento del volumen de producción en Estados Unidos y otros efectos menores explican la diferencia restante.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 350 Kbp/d, un 10,4% superior a la del mismo período de 2009. El incremento, mayoritariamente de líquidos, ha mejorado el mix de producción. Este mayor volumen se explica principalmente por la producción de líquidos del campo Shenzi en Estados Unidos, por la mayor cuota en Libia y por la incorporación de Barua Motatan en Venezuela. La menor producción de gas se debe al cambio de coeficiente en la nueva etapa contractual en Argelia y al impacto de los mayores precios en el PSC, así como a las menores entregas de gas a PDVSA y la venta de Barrancas en Venezuela.

## Inversiones

Las **inversiones** del primer trimestre de 2010 en el área de Upstream han alcanzado 138 M€. Las inversiones en desarrollo representaron un 55% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Trinidad y Tobago (34%), Libia (17%), España (14%) y Perú (12%). Las inversiones en exploración representaron un 43% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil y Venezuela.

## 1.2.- GNL

Cifras no auditadas (NIIF)

	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b> (M€)	11	-100	34	209,1
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE</b> (M€)	11	11	34	209,1
<b>PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA</b> (€/MWh)	43,0	32,9	25,5	- 40,7
<b>GNL COMERCIALIZADO</b> (TBtu)	38,5	46,3	53,7	39,5
<b>INVERSIONES</b> (M€)	30	22	16	-46,7

1 TBtu= 1.000.000 MBtu  
1 bcm= 1.000 Mm<sup>3</sup>= 39,683 TBtu

El **resultado de explotación recurrente** en el primer trimestre del 2010 se situó en 34 M€ de euros frente a los 11 M€ del mismo período del año anterior.

Los resultados del primer trimestre de 2010 se han incrementado fundamentalmente por los mayores volúmenes y márgenes de comercialización de GNL. Adicionalmente, en 1T10 se han registrado ingresos por regasificación al estar operativa comercialmente la planta Canaport desde noviembre de 2009.

### Inversiones

Las **inversiones** del primer trimestre en el área de GNL han alcanzado 16 M€. Estas inversiones se han dedicado fundamentalmente a la construcción del tercer tanque de la terminal de Canaport, estando previsto que entre en operación en el segundo trimestre.

**1.3.- DOWNSTREAM**
**Cifras no auditadas (NIIF)**

	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
<b>RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)</b>	333	106	188	- 43,5
<b>RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)</b>	328	95	186	- 43,3
	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
<b>RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)</b>	310	177	390	25,8
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)</b>	305	166	388	27,2
<b>VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS</b> (Miles de toneladas)	10.053	9.679	8.878	- 11,7
<b>VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS</b> (Miles de toneladas)	458	599	641	40,0
<b>VENTAS DE GLP</b> (Miles de toneladas)	871	757	877	0,7
<b>INVERSIONES (M€)</b>	333	422	253	-24,0
INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
<b>España</b>	4,6	0,0	2,1	- 54,3

El **resultado de explotación recurrente a CCS** se situó en 186 M€, un 43,3% inferior al del mismo trimestre de 2009. El resultado de explotación recurrente del primer trimestre de 2010, que incluye un efecto patrimonial por un importe positivo de 202 M€, asciende a 388 M€ frente a los 305 M€ del mismo período de 2009 en el que hubo un efecto patrimonial negativo de 23 M€.

El descenso de 142 M€ del resultado de explotación recurrente a CCS del primer trimestre de 2010 frente al mismo período de 2009 se explica por el menor margen de refino motivado por la reducción de la demanda mundial de productos petrolíferos, afectando a la utilización de capacidad y consecuentemente disminuyendo exportaciones, efecto parcialmente compensado por la recuperación química y la solidez del negocio de Marketing.

- La caída de los márgenes internacionales, así como el menor volumen destilado, ha impactado negativamente en 189 M€ en el resultado del negocio de **Refino**. Los volúmenes destilados han disminuido debido a la caída de la demanda mundial y a una parada programada en la refinería de Bilbao.
- El buen comportamiento del negocio de **Marketing**, con sólidos márgenes y mejora en el mix de ventas hacia productos de mayor margen, ha impactado positivamente el resultado en 10 M€.
- El negocio de **Química**, con la recuperación de volúmenes y márgenes desde los mínimos del primer trimestre del año anterior, ha tenido un impacto positivo en el resultado de 73 M€.
- Finalmente, el negocio de **GLP**, con márgenes de envasado inferiores, derivados del efecto decalaje más otros efectos menores, explican la diferencia restante.

**Inversiones**

Las **inversiones** en el área de Downstream en el primer trimestre de 2010 ascendieron a 253 M€, y se han destinado fundamentalmente a los proyectos de ampliación y conversión de Cartagena y la Unidad reductora de fuelóleo de Bilbao.

**1.4.- YPF**
**Cifras no auditadas (NIIF)**

	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
<b>RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)</b>	323	358	411	27,2
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)</b>	152	331	420	176,3
<b>PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS</b> (Miles de bep/d)	323	296	308	- 4,7
<b>PRODUCCIÓN GAS (*)</b> (Millones scf/d)	1.558	1.280	1.357	- 12,9
<b>PRODUCCIÓN TOTAL</b> (Miles de bep/d)	601	524	550	- 8,5
<b>VENTAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (Miles de toneladas)</b>	3.539	3.458	3.483	- 1,6
<b>VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS (Miles de toneladas)</b>	270	407	309	14,5
<b>VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)</b>	113	85	103	- 9,3
<b>INVERSIONES (M€)</b>	236	338	241	2,1

  

INDICADORES	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
<b>PRECIOS DE REALIZACIÓN DE CRUDO</b> (\$/Bbl)	39,3	44,4	46,7	18,8
<b>PRECIOS DE REALIZACIÓN DE GAS (**)</b> (\$/Miles scf)	2,8	2,6	3,1	10,7
<b>PETROQUÍMICA DERIVADA (\$/ton)</b>	188	235	262	39,4

(\*) 1.000 Mct/d = 28,32 Mm<sup>3</sup>/d = 0,178 Mbep/d  
 (\*\*) Incluye ventas al Downstream y antes de Retenciones

El **resultado de explotación recurrente** alcanzó 420 M€ en el primer trimestre de 2010, frente a 152 M€ en el primer trimestre de 2009, un 176,3% superior.

Las variaciones más significativas de este trimestre en comparación con el mismo periodo de 2009, que han dado lugar al incremento de 268 M€ en el resultado operativo recurrente, se han debido a mayores precios domésticos en dólares y a mayores precios internacionales así como al mantenimiento de costes a pesar del contexto inflacionario del país:

- El incremento de precios de combustibles en dólares en el mercado doméstico ha tenido un impacto positivo en el resultado de 163 M€
- Los mayores volúmenes de venta de combustibles han contribuido positivamente al resultado operativo en 23 M€
- El aumento en los ingresos por exportaciones y por aquellos productos vendidos internamente pero referenciados a la evolución de las cotizaciones internacionales impactó positivamente en el resultado en 133 M€
- En gas, los mejores precios, fundamentalmente al sector industrial, no han compensado el descenso de volúmenes. Estos efectos han dado lugar a una variación negativa en el resultado operativo de 35M€
- Otros efectos, principalmente el impacto positivo de Petróleo Plus, explican el resto de las variaciones.

La **producción** en este trimestre ha sido inferior en un 8,5% a la del mismo periodo del año anterior por declino de los campos. La caída es superior en gas con un 12,9% que en líquidos con un 4,7%, principalmente por el esfuerzo inversor en este último dado los beneficios de Petróleo Plus.



**Inversiones**

Las **inversiones** del primer trimestre de 2010 en YPF han alcanzado 241 M€, de los cuales 204 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 95,5% de las inversiones en E&P se ha destinado a proyectos de desarrollo.

**1.5.- GAS NATURAL FENOSA**
**Cifras no auditadas (NIIF)**

	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
<b>RESULTADO DE EXPLOTACION</b> (M€)	169	188	256	51,5
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE</b> (M€)	169	185	256	51,5
<b>INVERSIONES</b> (M€)	1.963	220	118	-94,0

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del primer trimestre de 2010 ascendió a 256 M€, frente a los 169 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 51,5%.

El aumento de 87 M€ se ha producido principalmente por la integración de los resultados de Unión Fenosa en Gas Natural SDG.

**Inversiones**

Las inversiones de Gas Natural Fenosa correspondientes a la consolidación proporcional del 30,01% en Repsol durante el primer trimestre del año 2010 alcanzaron 118 M€ y han sido destinadas fundamentalmente a las actividades de Distribución de Gas y Electricidad, tanto en España como en Latinoamérica y a la de Generación de Electricidad en España y México.

**1.6.- CORPORACIÓN Y OTROS**

Este epígrafe recoge los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios.

En el primer trimestre de 2010 se registró un resultado recurrente negativo de 68 M€, frente a los 83 M€ de gasto neto del primer trimestre de 2009.

En el trimestre, Repsol vendió un 5% de su participación en la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH). Con esta operación, que se cerró por un importe de 145 M€, Repsol reduce su participación en CLH al 10%.

La plusvalía, mencionada en el párrafo anterior, neta de otros cargos no recurrentes asciende a 83 M€.

## 2.- RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO

(\*) En este apartado se recogen los datos del resultado financiero y de la situación financiera del Grupo excluyendo al Grupo Gas Natural Fenosa. Los datos correspondientes al Grupo Consolidado se facilitan en las tablas de resultados de primer trimestre del ejercicio 2010 (página 25 del presente avance de resultados).

### Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	4T09	1T10	% Variación
			1T10/4T09
<b>DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>4.271</b>	<b>4.905</b>	<b>14,8</b>
EBITDA	-1.499	-1.998	33,3
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	240	697	190,4
INVERSIONES (1)	953	656	-31,2
DESINVERSIONES (2)	-39	-159	307,7
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas) (3)	537	66	-87,7
EFFECTOS TIPO DE CAMBIO	142	313	120,4
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	291	307	5,5
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	9	56	522,2
<b>DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>4.905</b>	<b>4.843</b>	<b>-1,3</b>
<b>DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>8.453</b>	<b>8.433</b>	<b>-0,2</b>

### Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	29.346	30.378	3,5
<b>DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)</b>	<b>16,7</b>	<b>15,9</b>	<b>-4,8</b>
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	28,8	27,8	-3,5
ROACE antes de no recurrentes (%)	5,9	10,3	74,6

- (1) En el primer trimestre de 2010 existen inversiones de carácter financiero por importe de 2 M€, no reflejadas en esta tabla.
- (2) Igualmente, en el primer trimestre de 2010, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 15 M€.
- (3) El importe de dividendos pagados incluye las retenciones fiscales ingresadas en enero (62 M€) sobre el dividendo a cuenta del ejercicio 2009 que se abonó en diciembre de 2009.

La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** se situó al cierre de marzo de 2010 en 4.843 M€, por debajo del cierre del ejercicio 2009.

El EBITDA generado en el período ha sido un 33% superior al del trimestre anterior y, junto a las desinversiones, ha permitido cubrir las inversiones realizadas y el incremento de circulante comercial, particularmente elevado en este trimestre como consecuencia del aumento de los precios internacionales de crudo que afecta a los inventarios; sin incrementar la deuda neta. Cabe destacar que en el periodo se ha producido la venta de la participación mantenida por Petronor en CLH, suponiendo una desinversión de 145 M€.

El ratio de la deuda neta sobre capital empleado a 31 de marzo para el Grupo consolidado ex Gas Natural Fenosa se situó en un 15,9 %, frente al 16,7% al cierre de 2009. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, el ratio se sitúa en el 27,8 %.

El **gasto financiero neto acumulado** al cierre de marzo 2010 del Grupo ex Gas Natural Fenosa ha sido de 171 M€, frente a los 11 M€ del mismo periodo del ejercicio anterior, destacando los siguientes aspectos:

- **Intereses netos:** Incremento del gasto en 5 M€. El efecto del mayor volumen medio de deuda en el periodo ha quedado compensado parcialmente por la disminución de los tipos de interés respecto al primer trimestre 2009.

▪ **Resultado de posiciones:**

En el resultado por posiciones del primer trimestre del 2009 (+111 M€) tuvo un impacto muy significativo la fuerte depreciación del peso argentino frente al dólar USD, dado que la moneda funcional de YPF es el dólar USD y la posición financiera neta en el balance es acreedora.

En el primer trimestre de 2010, el dólar USD se ha apreciado frente al Euro € con lo que la diferencia de cambio positiva se encuentra en el resultado operativo de los negocios.

Los resultados negativos por posiciones han tenido su origen fundamentalmente en la devaluación del bolívar fuerte venezolano y en la operativa en reales brasileños por la incorporación de REFAP al perímetro de consolidación.

- **Otros gastos financieros:** Mayor gasto financiero de 24 M€ destacando la incorporación en marzo de 2009 del gasto por el leasing financiero para transporte por gasoducto en USA del gas natural procedente de Canadá.

Cifras no auditadas (NIIF)

RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-87	-92	-92	5,7
RESULTADO DE POSICIONES	111	-36	-27	-
ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-45	-59	-31	-31,1
INTERCALARIOS	36	25	29	-19,4
OTROS GASTOS FINANCIEROS	-26	-30	-50	92,3
<b>TOTAL</b>	<b>-11</b>	<b>-192</b>	<b>-171</b>	<b>-</b>

### 3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS

#### 3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo efectivo del impuesto sobre sociedades para el primer trimestre del 2010 ha sido del 43,0%, con un impuesto devengado de 554 M€.

#### 3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas (NIIF)

DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
UPSTREAM	-0,8	2,2	2,5	-
GNL	15,8	4,0	12,0	-24,1
DOWNSTREAM	3,1	6,4	12,4	300,0
YPF	0,5	5,3	0,1	-80,0
Gas Natural Fenosa	8,7	0,5	1,1	-87,4
<b>TOTAL</b>	<b>27,3</b>	<b>18,4</b>	<b>28,1</b>	<b>2,9</b>

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el primer trimestre de 2010 a 28 M€, frente a los 27 M€ del mismo periodo del año anterior.

En el área de GNL los menores resultados se deben a menores resultados de la sociedad Atlantic LNG. En el área de Downstream los mayores resultados se deben fundamentalmente al mayor aporte de CLH. En el área de Gas Natural la disminución se debe a que en el 1T09, Unión Fenosa consolidó por puesta en equivalencia.

#### 3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el primer trimestre de 2010 ascendió a 59 M€ frente a 41 M€ del primer trimestre de 2009. Este epígrafe recoge principalmente la participación de los accionistas minoritarios en el 14,9% del resultado de YPF desde que se realizó la venta de esta participación en febrero de 2008.

#### **4.- HECHOS DESTACADOS**

Desde la publicación de los resultados del cuarto trimestre de 2009, las noticias más significativas anunciadas por la Compañía han sido las siguientes:

En **Upstream**, en febrero de 2010 se firmó con las autoridades venezolanas la incorporación del área productiva Barúa-Motatán como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A., en la que Repsol participa con el 40%. Barúa-Motatán está situada en la cuenca del Lago de Maracaibo y la producción procedente de este activo se incorporó a Petroquiriquire con fecha efectiva 10 de febrero de 2010.

El 17 de marzo de 2010 Repsol obtuvo la adjudicación de 16 nuevos bloques exploratorios en la "Lease Sale" 213 en el Golfo de México estadounidense que se añaden al importante portafolio de proyectos exploratorios que la compañía posee en este área de aguas profundas.

El día 28 de marzo, se reunieron en la ciudad boliviana de Sucre el presidente de Bolivia, Evo Morales y la presidenta argentina, Cristina Fernández, asistiendo también el presidente de Repsol, con motivo de la firma del acuerdo de compra-venta de gas entre los dos países, por el que Repsol se convierte en el principal suministrador. Este acuerdo convierte los campos de gas Margarita-Huacaya, operados por Repsol con un 37,5% de participación, en el eje principal del abastecimiento de gas boliviano a Argentina y permite garantizar la rentabilidad de su desarrollo futuro.

El día 12 de abril, en el campo Perla en aguas someras del Golfo de Venezuela, Repsol con las pruebas de producción del sondeo Perla 2X aumenta en al menos un 30% la previsión de recursos de gas que se realizó con el descubrimiento inicial del sondeo Perla 1X, en octubre de 2009. Repsol opera conjuntamente con la italiana Eni (un 50% cada uno) el consorcio descubridor del bloque Cardón IV, en el que se ubica el campo gigante Perla. Para una posterior fase de desarrollo del bloque, la compañía petrolera estatal venezolana PDVSA, adquiriría un 35% en el consorcio, manteniendo Repsol y Eni un 32,5% de participación cada una.

El día 8 de abril, Repsol y Enagás firmaron un acuerdo por el cual Repsol vende a Enagás la participación del 82% que poseía en el almacenamiento de gas natural subterráneo Gaviota por un importe de 86,9 millones de euros, una vez obtenidas las necesarias autorizaciones administrativas y de competencia.

En la **Corporación**, el día 24 de febrero, en la reunión del Consejo de Administración de Repsol YPF se acordó por unanimidad proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas la distribución de 0,425 euros brutos por acción como dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2009, pagadero a partir del 8 de julio de 2010. Con esta propuesta, que deberá ser aprobada por la Junta General de Accionistas, el dividendo bruto total correspondiente al ejercicio 2009 será de 0,85 euros por acción, lo que supone un descenso del 19% respecto al abonado con cargo al ejercicio anterior.

El día 25 marzo, Repsol, Petronor y BBK firmaron un acuerdo mediante el cual BBK adquiere un paquete accionario de un 5% de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), que Repsol poseía de manera indirecta a través de Petronor. La operación se ha cerrado por un importe de 145 millones de euros, con un efecto en el resultado neto del Grupo Repsol, después de impuestos y minoritarios, de 107 millones de euros. Con esta operación Repsol reduce su participación en CLH al 10% y mantiene abierto el proceso competitivo para desinvertir otro 5% adicional en la compañía logística, con el asesoramiento de Citigroup. Como parte de la operación, Petronor ha traspasado a Repsol el 0,33% restante que mantenía de CLH, en las mismas condiciones en que se ha realizado la operación con BBK.

## 5.- 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, impidieron que el proceso de venta iniciado por el Grupo concluyera con éxito. Por esta razón, en el cuarto trimestre de 2009 la participación en REFAP se integró de nuevo proporcionalmente en los estados financieros del Grupo.

Para facilitar la comparación entre 2010 y 2009, de acuerdo con lo previsto en la normativa contable aplicable (NIC 31 Participaciones en negocios conjuntos), los datos correspondientes al Grupo Consolidado del primer trimestre del ejercicio 2009 incluidos en el presente avance de resultados han sido adecuadamente modificados integrando proporcionalmente dicha sociedad durante el citado periodo. Las variaciones entre la cuenta de resultados consolidada correspondiente al primer trimestre del ejercicio 2009 previamente publicada y la incluida en el presente avance de resultados se muestra en el cuadro a continuación:

	DATOS 1T09		
	Publicado 2009	Integración REFAP	Publicado 2010
<b>EBITDA</b> .....	<b>1.443</b>	<b>28</b>	<b>1.471</b>
Ingresos de explotación.....	11.292	284	11.576
Resultado de explotación.....	940	17	957
Resultado financiero.....	(37)	5	(32)
<b>Resultado antes de impuestos y participadas</b> .....	<b>903</b>	<b>22</b>	<b>925</b>
Impuesto sobre beneficios.....	<b>(356)</b>	(9)	(365)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	27	-	27
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas .....	-	-	-
<b>Resultado consolidado del periodo</b> .....	<b>574</b>	<b>13</b>	<b>587</b>
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A:</b>			
Intereses minoritarios .....	58	-	58
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE</b> .....	<b>516</b>	<b>13</b>	<b>529</b>

**Madrid, 29 de abril de 2010**

Relación con Inversores  
E-mail: [inversores@repsolypf.com](mailto:inversores@repsolypf.com)  
Website: [www.repsol.com](http://www.repsol.com)

Pº Castellana 278-280  
28046 Madrid (España)  
Tlf: 34 917 53 55 48  
Fax: 34 913 48 87 77

Hoy 29 de abril de 2010 a las 14:00 horas (CET), tendrá lugar una teleconferencia a analistas e inversores institucionales con el objetivo de informar de los resultados de Repsol YPF, S.A. correspondientes al primer trimestre de 2010.

La teleconferencia podrá seguirse en directo por cualquier persona interesada a través de la página web de Repsol YPF en Internet ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)). La grabación del acto completo de la misma estará a disposición de los inversores y de cualquier persona interesada en [www.repsol.com](http://www.repsol.com) durante un plazo no inferior a 1 mes.

TABLAS



RESULTADOS 1<sup>er</sup> TRIMESTRE 2010



## RESULTADOS DE REPSOL YPF EN BASE A SUS PRINCIPALES COMPONENTES

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

*Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera*

	DATOS TRIMESTRALES		
	1T09	4T09	1T10
<b>EBITDA</b> .....	<b>1.471</b>	<b>1.828</b>	<b>2.397</b>
Resultado de explotación.....	957	681	1.538
Resultado financiero.....	(32)	(263)	(249)
<b>Resultado antes de impuestos y participadas</b> .....	<b>925</b>	<b>418</b>	<b>1.289</b>
Impuesto sobre beneficios.....	(365)	(186)	(554)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	27	18	28
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas .....	-	12	-
<b>Resultado consolidado del periodo</b> .....	<b>587</b>	<b>262</b>	<b>763</b>
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A:</b>			
Intereses minoritarios .....	58	51	75
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE</b> .....	<b>529</b>	<b>211</b>	<b>688</b>
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)			
* Euros/acción .....	0,44	0,17	0,56
* \$/ADR .....	0,58	0,25	0,76

(\*) El capital social de Repsol YPF, S.A. está constituido por 1.220.863.463 acciones. El beneficio por acción se ha calculado teniendo en cuenta el número medio de acciones en circulación, considerando las acciones en propiedad de la compañía. El número medio de acciones en circulación ha sido de 1.208.634.035 durante el primer trimestre del año 2009, 1.217.750.630 en el cuarto trimestre del año 2009 y de 1.220.863.463 durante el 2010.

Tipos de cambio dólar/euro a la fecha de cierre de cada trimestre:

1,331 dólares por euro en 1T09  
1,441 dólares por euro en 4T09  
1,348 dólares por euro en 1T10

**RESULTADOS DE REPSOL YPF AJUSTADOS POR NO RECURRENTES**

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	PRIMER TRIMESTRE 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado
<b>Resultado de explotación</b> .....	<b>957</b>	<b>(218)</b>	<b>739</b>
Upstream.....	185	-	185
GNL.....	11	-	11
Downstream.....	310	(5)	305
YPF.....	323	(171)	152
Gas Natural Fenosa.....	169	-	169
Corporación y otros.....	(41)	(42)	(83)
<b>Resultado financiero</b> .....	<b>(32)</b>		<b>(32)</b>
<b>Resultado antes de impuestos y participadas</b> .....	<b>925</b>	<b>(218)</b>	<b>707</b>
Impuesto sobre beneficios.....	(365)	86	(279)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación .....	27	-	27
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas .....	-	-	-
<b>Resultado consolidado del periodo</b> .....	<b>587</b>	<b>(132)</b>	<b>455</b>

**RESULTADO ATRIBUIDO A:**

Intereses minoritarios .....	58	(17)	41
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE</b> .....	<b>529</b>	<b>(115)</b>	<b>414</b>

	CUARTO TRIMESTRE 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado
<b>Resultado de explotación</b> .....	<b>681</b>	<b>140</b>	<b>821</b>
Upstream.....	163	62	225
GNL.....	(100)	111	11
Downstream.....	177	(11)	166
YPF.....	358	(27)	331
Gas Natural Fenosa.....	188	(3)	185
Corporación y otros.....	(105)	8	(97)
<b>Resultado financiero</b> .....	<b>(263)</b>		<b>(263)</b>
<b>Resultado antes de impuestos y participadas</b> .....	<b>418</b>	<b>140</b>	<b>558</b>
Impuesto sobre beneficios.....	(186)	(56)	(242)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación .....	18	-	18
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas .....	12	(12)	-
<b>Resultado consolidado del periodo</b> .....	<b>262</b>	<b>72</b>	<b>334</b>

**RESULTADO ATRIBUIDO A:**

Intereses minoritarios .....	51	(2)	49
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE</b> .....	<b>211</b>	<b>74</b>	<b>285</b>

	PRIMER TRIMESTRE 2010		
	Total	No recurrentes	Ajustado
<b>Resultado de explotación</b> .....	<b>1.538</b>	<b>(76)</b>	<b>1.462</b>
Upstream.....	432	-	432
GNL.....	34	-	34
Downstream.....	390	(2)	388
YPF.....	411	9	420
Gas Natural Fenosa.....	256	-	256
Corporación y otros.....	15	(83)	(68)
<b>Resultado financiero</b> .....	<b>(249)</b>		<b>(249)</b>
<b>Resultado antes de impuestos y participadas</b> .....	<b>1.289</b>	<b>(76)</b>	<b>1.213</b>
Impuesto sobre beneficios.....	(554)	13	(541)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación .....	28	-	28
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas .....	-	-	-
<b>Resultado consolidado del periodo</b> .....	<b>763</b>	<b>(63)</b>	<b>700</b>

**RESULTADO ATRIBUIDO A:**

Intereses minoritarios .....	75	(16)	59
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE</b> .....	<b>688</b>	<b>(47)</b>	<b>641</b>

**ANÁLISIS DE LOS INGRESOS DE EXPLOTACIÓN DE REPSOL YPF**  
**POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS**

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

*Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera*

	DATOS TRIMESTRALES		
	1T09	4T09	1T10
<b>Upstream</b> .....	<b>561</b>	<b>926</b>	<b>1.003</b>
Norteamérica y Brasil .....	44	221	206
Norte de Africa .....	144	218	253
Resto del Mundo .....	393	519	560
Ajustes .....	(20)	(32)	(16)
<b>GNL</b> .....	<b>284</b>	<b>223</b>	<b>336</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>7.668</b>	<b>8.894</b>	<b>8.397</b>
Europa .....	7.133	8.277	7.809
Resto del Mundo .....	834	1.082	1.130
Ajustes .....	(299)	(465)	(542)
<b>YPF</b> .....	<b>2.298</b>	<b>2.318</b>	<b>2.502</b>
Upstream .....	1.325	1.032	1.153
Downstream .....	1.604	1.796	2.118
Corporación .....	56	115	59
Ajustes .....	(687)	(625)	(828)
<b>Gas Natural Fenosa</b> .....	<b>979</b>	<b>1.353</b>	<b>1.551</b>
<b>Corporación, otros y ajustes</b> .....	<b>(214)</b>	<b>(378)</b>	<b>(213)</b>
<b>TOTAL</b> .....	<b>11.576</b>	<b>13.336</b>	<b>13.576</b>

**ANÁLISIS DEL RESULTADO DE EXPLOTACIÓN DE REPSOL YPF  
POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS**

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

*Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera*

	DATOS TRIMESTRALES		
	1T09	4T09	1T10
<b>Upstream</b> .....	<b>185</b>	<b>163</b>	<b>432</b>
Norteamérica y Brasil .....	1	32	38
Norte de África .....	89	48	198
Resto del Mundo .....	95	83	196
<b>GNL</b> .....	<b>11</b>	<b>(100)</b>	<b>34</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>310</b>	<b>177</b>	<b>390</b>
Europa .....	246	146	352
Resto del Mundo .....	64	31	38
<b>YPF</b> .....	<b>323</b>	<b>358</b>	<b>411</b>
Upstream .....	354	187	254
Downstream .....	(1)	169	188
Corporación .....	(30)	2	(31)
<b>Gas Natural Fenosa</b> .....	<b>169</b>	<b>188</b>	<b>256</b>
<b>Corporación, otros y ajustes</b> .....	<b>(41)</b>	<b>(105)</b>	<b>15</b>
<b>TOTAL</b> .....	<b>957</b>	<b>681</b>	<b>1.538</b>

**ANÁLISIS DEL EBITDA DE REPSOL YPF**  
**POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS**

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

*Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera*

	DATOS TRIMESTRALES		
	1T09	4T09	1T10
<b>Upstream</b> .....	<b>310</b>	<b>556</b>	<b>666</b>
Norteamérica y Brasil .....	10	199	167
Norte de Africa .....	110	171	213
Resto del Mundo .....	190	186	286
<b>GNL</b> .....	<b>29</b>	<b>42</b>	<b>66</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>454</b>	<b>307</b>	<b>498</b>
Europa .....	370	248	434
Resto del Mundo .....	84	59	64
<b>YPF</b> .....	<b>529</b>	<b>677</b>	<b>810</b>
Upstream .....	503	474	601
Downstream .....	45	214	232
Corporación .....	(19)	(11)	(23)
<b>Gas Natural Fenosa</b> .....	<b>235</b>	<b>329</b>	<b>399</b>
<b>Corporación, otros y ajustes</b> .....	<b>(86)</b>	<b>(83)</b>	<b>(42)</b>
<b>TOTAL</b> .....	<b>1.471</b>	<b>1.828</b>	<b>2.397</b>

**ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES DE REPSOL YPF**  
**POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS**

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

*Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera*

	DATOS TRIMESTRALES		
	1T09	4T09	1T10
<b>Upstream</b> .....	<b>314</b>	<b>180</b>	<b>138</b>
Norteamérica y Brasil .....	84	67	47
Norte de África .....	86	15	13
Resto del Mundo .....	144	98	78
<b>GNL</b> .....	<b>30</b>	<b>22</b>	<b>16</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>333</b>	<b>422</b>	<b>253</b>
Europa .....	316	396	230
Resto del Mundo .....	17	26	23
<b>YPF</b> .....	<b>236</b>	<b>338</b>	<b>241</b>
Upstream .....	198	198	204
Downstream .....	27	114	33
Corporación .....	11	26	4
<b>Gas Natural Fenosa</b> .....	<b>1.963</b>	<b>220</b>	<b>118</b>
<b>Corporación, otros y ajustes</b> .....	<b>56</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>TOTAL</b> .....	<b>2.932</b>	<b>1.192</b>	<b>776</b>

**BALANCE DE SITUACIÓN COMPARATIVO DE REPSOL YPF**

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	MARZO
	2009	2010
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		
Fondo de Comercio .....	4.733	4.877
Otro inmovilizado intangible .....	2.085	2.723
Inmovilizado material .....	31.900	32.602
Inversiones inmobiliarias .....	35	33
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación .....	531	576
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes .....	1.559	1.655
Otros .....	173	185
Activos por impuestos diferidos .....	2.021	2.199
Otros activos no corrientes.....	273	318
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*) .....	746	696
Existencias .....	4.233	5.006
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar .....	6.773	7.363
Otros activos financieros corrientes .....	713	768
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes .....	2.308	2.868
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>58.083</b>	<b>61.869</b>
<b>PATRIMONIO NETO TOTAL</b>		
Atribuido a la sociedad dominante .....	19.951	21.334
Atribuido a los intereses minoritarios .....	1.440	1.569
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		
Subvenciones.....	124	73
Provisiones no corrientes .....	3.097	3.336
Pasivos financieros no corrientes .....	15.411	15.843
Pasivos por impuesto diferido .....	3.395	3.562
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero .....	1.919	2.008
Otros .....	753	824
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*) .....	185	223
Provisiones corrientes .....	282	285
Pasivos financieros corrientes .....	3.499	3.801
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero .....	172	183
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar .....	7.855	8.828
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>58.083</b>	<b>61.869</b>

(\*) En estas líneas se incluyen los activos y pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta.

**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO**

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

*Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera*

	ENERO-MARZO	
	2009	2010
<b>I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION</b>		
Resultado antes de impuestos y participadas	925	1.289
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	751	914
Otros ajustes del resultado (netos)	(205)	194
<b>EBITDA</b>	<b>1.471</b>	<b>2.397</b>
Cambios en el capital corriente	194	(812)
Cobros de dividendos	17	8
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(159)	(307)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(86)	(56)
<b>OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION</b>	<b>(228)</b>	<b>(355)</b>
	<b>1.437</b>	<b>1.230</b>
<b>II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(1.978)	-
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(948)	(726)
Otros activos financieros	(6)	(50)
<b>Total Inversiones</b>	<b>(2.932)</b>	<b>(776)</b>
Cobros por desinversiones	290	177
Otros flujos de efectivo	-	-
	<b>(2.642)</b>	<b>(599)</b>
<b>III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	-	-
Cobros por emisión de pasivos financieros	3.870	1.762
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(1.192)	(1.452)
Pagos por dividendos	(654)	(79)
Pagos de intereses	(137)	(256)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(276)	(108)
	<b>1.611</b>	<b>(133)</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>2.922</b>	<b>2.308</b>
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	406	498
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	46	62
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>3.374</b>	<b>2.868</b>



## RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO CONSOLIDADO GRUPO

### Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DEUDA NETA - GRUPO CONSOLIDADO (M€)	4T 09	1T 10	% Variación 1T 10/4T 09
<b>DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>10.607</b>	<b>10.928</b>	<b>3,0</b>
EBITDA	-1.828	-2.397	31,1
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	402	812	102,0
INVERSIONES (1)	1.171	774	-33,9
DESINVERSIONES (2)	-453	-162	-64,2
DIVIDENDOS PAGADOS (incluye los de sociedades afiliadas) (3)	553	79	-85,7
EFEECTO TIPO DE CAMBIO	145	382	163,4
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	323	307	-4,9
INCORPORACIÓN DEUDA UNIÓN FENOSA	14	-	-
OTROS MOVIMIENTOS	-6	203	-
<b>DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>10.928</b>	<b>10.926</b>	<b>-0,0</b>
<b>DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>14.654</b>	<b>14.694</b>	<b>0,3</b>

#### Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	36.044	37.597	4,3
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	30,3	29,1	-4,0
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	40,7	39,1	-3,9
ROACE antes de no recurrentes (%)	5,5	9,1	65,5

(1) En el primer trimestre de 2010 existen inversiones de carácter financiero por importe de 2 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) Igualmente, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 15 M€.

(3) El importe de dividendos pagados incluye las retenciones fiscales (62 M€) ingresadas en enero sobre el dividendo a cuenta del ejercicio 2009 que se abonó en diciembre de 2009.

### Cifras no auditadas (NIIF)

RESULTADO FINANCIERO GRUPO CONSOLIDADO (M€)	1T 2009	4T 2009	1T 2010	% Variación 1T10/1T09
INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-115	-164	-165	43,5
RESULTADO DE POSICIONES	120	-38	-27	-
ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-45	-63	-34	-24,4
INTERCALARIOS	38	30	33	-13,2
OTROS GASTOS FINANCIEROS	-30	-28	-56	86,7
<b>TOTAL</b>	<b>-32</b>	<b>-263</b>	<b>-249</b>	<b>678,1</b>

TABLAS



PRINCIPALES MAGNITUDES  
FÍSICAS DEL 1T 2010

**MAGNITUDES DE UPSTREAM**

	Unidad	2009	2010	%
		1º Tr.	1º Tr.	Variación 1T10 / 1T09
<b>PRODUCCION DE HIDROCARBUROS</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>317</b>	<b>350</b>	<b>10,4%</b>
<b>Producción de Líquidos</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>113</b>	<b>151</b>	<b>33,3%</b>
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	12	41	234,8%
Norte de África	K Bep/día	40	46	15,2%
Resto del Mundo	K Bep/día	61	64	4,7%
<b>Producción de Gas Natural</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>204</b>	<b>199</b>	<b>-2,3%</b>
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	1	2	240,8%
Norte de África	K Bep/día	14	6	-57,1%
Resto del Mundo	K Bep/día	189	191	0,8%

**MAGNITUDES DE DOWNSTREAM**

	Unidad	2009 1º Tr.	2010 1º Tr.	% Variación 1T10 / 1T09
<b>CRUDO PROCESADO</b>	<b>M tep</b>	<b>9,8</b>	<b>7,7</b>	<b>-20,7%</b>
Europa	M tep	8,2	6,2	-24,6%
Resto del Mundo	M tep	1,6	1,6	-0,5%
<b>VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS</b>	<b>Kt</b>	<b>10.053</b>	<b>8.878</b>	<b>-11,7%</b>
<b>Ventas Europa</b>	<b>Kt</b>	<b>8.522</b>	<b>7.244</b>	<b>-15,0%</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>Kt</b>	<b>5.256</b>	<b>4.963</b>	<b>-5,6%</b>
Productos claros	Kt	4.386	4.311	-1,7%
Otros productos	Kt	870	652	-25,1%
<b>Resto Ventas Mercado Nacional</b>	<b>Kt</b>	<b>1.786</b>	<b>1.328</b>	<b>-25,6%</b>
Productos claros	Kt	1.278	908	-29,0%
Otros productos	Kt	508	420	-17,3%
<b>Exportaciones</b>	<b>Kt</b>	<b>1.480</b>	<b>953</b>	<b>-35,6%</b>
Productos claros	Kt	527	278	-47,2%
Otros productos	Kt	953	675	-29,2%
<b>Ventas Resto del Mundo</b>	<b>Kt</b>	<b>1.531</b>	<b>1.634</b>	<b>6,7%</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>Kt</b>	<b>418</b>	<b>440</b>	<b>5,3%</b>
Productos claros	Kt	354	375	5,9%
Otros productos	Kt	64	65	1,6%
<b>Resto Ventas Mercado Nacional</b>	<b>Kt</b>	<b>808</b>	<b>862</b>	<b>6,7%</b>
Productos claros	Kt	561	639	13,9%
Otros productos	Kt	247	223	-9,7%
<b>Exportaciones</b>	<b>Kt</b>	<b>305</b>	<b>332</b>	<b>8,9%</b>
Productos claros	Kt	140	113	-19,3%
Otros productos	Kt	165	219	32,7%
<b>QUÍMICA</b>				
<b>VENTAS PROD. PETROQUIMICOS</b>	<b>Kt</b>	<b>458</b>	<b>641</b>	<b>40,0%</b>
<b>Europa</b>	<b>Kt</b>	<b>412</b>	<b>540</b>	<b>31,1%</b>
Básica	Kt	74	178	140,5%
Derivada	Kt	338	363	7,2%
<b>Resto del Mundo</b>	<b>Kt</b>	<b>46</b>	<b>101</b>	<b>121,1%</b>
Básica	Kt	0	25	-
Derivada	Kt	46	76	65,8%
<b>GLP</b>				
<b>GLP comercializado</b>	<b>Kt</b>	<b>871</b>	<b>877</b>	<b>0,7%</b>
Europa	Kt	577	581	0,7%
Resto del Mundo	Kt	294	296	0,8%

**Resto Ventas Mercado Nacional:** Incluye ventas a operadores y bunker.

**Exportaciones:** Se expresan desde el país de origen.

**MAGNITUDES DE YPF**

	Unidad	2009	2010	%
		1º Tr.	1º Tr.	Variación 1T10 / 1T09
<b>UPSTREAM</b>				
<b>PRODUCCION DE HIDROCARBUROS</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>601</b>	<b>550</b>	<b>-8,5%</b>
<b>Producción de Líquidos</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>323</b>	<b>308</b>	<b>-4,7%</b>
Argentina	K Bep/día	320	306	-4,4%
Resto del Mundo	K Bep/día	3	2	-36,1%
<b>Producción de Gas Natural</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>278</b>	<b>242</b>	<b>-12,9%</b>
Argentina	K Bep/día	277	242	-12,8%
Resto del Mundo	K Bep/día	1	0	-66,5%
<b>DOWNSTREAM</b>				
<b>CRUDO PROCESADO</b>	<b>M tep</b>	<b>4,0</b>	<b>4,0</b>	<b>0,0%</b>
<b>VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS (*)</b>	<b>Kt</b>	<b>3.539</b>	<b>3.483</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>Kt</b>	<b>2.684</b>	<b>2.687</b>	<b>0,1%</b>
Productos claros	Kt	2.213	2.285	3,3%
Otros productos	Kt	472	402	-14,8%
<b>Resto Ventas Mercado Nacional</b>	<b>Kt</b>	<b>316</b>	<b>325</b>	<b>2,6%</b>
Productos claros	Kt	208	175	-15,6%
Otros productos	Kt	108	149	37,7%
<b>Exportaciones</b>	<b>Kt</b>	<b>539</b>	<b>472</b>	<b>-12,4%</b>
Productos claros	Kt	186	104	-44,0%
Otros productos	Kt	353	368	4,3%
<b>QUÍMICA</b>				
<b>VENTAS PROD. PETROQUIMICOS</b>	<b>Kt</b>	<b>270</b>	<b>309</b>	<b>14,5%</b>
Básica	Kt	43	50	17,2%
Derivada	Kt	226	258	14,0%
<b>GLP</b>				
<b>GLP comercializado</b>	<b>Kt</b>	<b>113</b>	<b>103</b>	<b>-9,3%</b>

**Resto Ventas Mercado Nacional:** Incluye ventas a operadores y bunker.

**Exportaciones:** Se expresan desde el país de origen.

**(\*) Incluye YPF S.A. + 50% Refinor + Lubricantes Chile**

Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Repsol YPF. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir declaraciones sobre planes, objetivos y expectativas actuales, incluyendo declaraciones en relación con tendencias que afecten a la situación financiera de Repsol YPF, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, así como planes, expectativas u objetivos de Repsol YPF respecto de gastos de capital, negocios, estrategia, concentración geográfica, ahorros de costes, inversiones y políticas de dividendos. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir también asunciones sobre futuras condiciones de tipo económico o de cualquier otro tipo, tales como los futuros precios del crudo u otros precios, márgenes de refino o marketing y tipos de cambio. Las estimaciones o proyecciones de futuro se identifican generalmente por el uso de términos como “espera”, “anticipa”, “pronostica”, “cree”, “estima”, “aprecia” y expresiones similares. Dichas declaraciones no constituyen garantías de un futuro cumplimiento, precios, márgenes, tipos de cambio o de cualquier otro suceso, y se encuentran sujetas a riesgos significativos, incertidumbres, cambios y otros factores que pueden estar fuera del control de Repsol YPF o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores identificados en los documentos registrados por Repsol YPF y sus filiales en la Comisión Nacional del Mercado de Valores en España, en la Comisión Nacional de Valores en Argentina y en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América.

Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, Repsol YPF no asume ninguna obligación -aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de informar públicamente de la actualización o revisión de estas manifestaciones de futuro.