

# **Resultados 2T 2011**



***REPSOL***

**Madrid, 28 de julio de 2011**

**ÍNDICE:**

<b>PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2011</b> .....	<b>3</b>
<b>1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES</b> .....	<b>4</b>
<b>1.1.- UPSTREAM</b> .....	<b>4</b>
<b>1.2.- GNL</b> .....	<b>6</b>
<b>1.3.- DOWNSTREAM</b> .....	<b>7</b>
<b>1.4.- YPF</b> .....	<b>9</b>
<b>1.5.- GAS NATURAL FENOSA</b> .....	<b>11</b>
<b>1.6.- CORPORACIÓN Y OTROS</b> .....	<b>11</b>
<b>2.- RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO</b> .....	<b>12</b>
<b>3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS</b> .....	<b>14</b>
<b>3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS</b> .....	<b>14</b>
<b>3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS</b> .....	<b>14</b>
<b>3.3.- INTERESES MINORITARIOS</b> .....	<b>14</b>
<b>4.- HECHOS DESTACADOS</b> .....	<b>15</b>
<b><u>TABLAS:</u></b>	
<b>RESULTADOS 2T 2011</b> .....	<b>17</b>
<b>PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 2T 2011</b> .....	<b>27</b>

Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10	RESULTADOS SEGUNDO TRIMESTRE 2011	Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
<b>RESULTADO CONTABLE A CCS (M€)</b>							
1.300	1.383	1.017	-21,8	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	2.636	2.400	-9,0
535	628	526	-1,7	RESULTADO NETO CCS	1.090	1.154	5,9
<b>INDICADORES PROFORMA A CCS (M€)</b>							
1.262	1.397	963	-23,7	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	2.522	2.360	-6,4
523	654	485	-7,3	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	1.031	1.139	10,5
<b>RESULTADO CONTABLE (M€)</b>							
1.466	1.611	1.111	-24,2	RESULTADO DE EXPLOTACION	3.004	2.722	-9,4
650	765	579	-10,9	RESULTADO NETO	1.338	1.344	0,4
<b>INDICADORES PROFORMA (M€)</b>							
1.428	1.625	1.057	-26,0	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	2.890	2.682	-7,2
638	791	538	-15,7	RESULTADO NETO RECURRENTE	1.279	1.329	3,9
<b>BENEFICIO POR ACCIÓN</b>							
0,53	0,63	0,47	-11,3	Euros por acción	1,10	1,10	0,0
0,66	0,89	0,69	4,5	Dólares por acción	1,34	1,59	18,7

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2011

- El **resultado neto recurrente a CCS** del trimestre ha sido de 485 M€ y el **resultado de explotación recurrente a CCS** ha alcanzado 963 M€. En ambos casos, los factores principales que explican la caída respecto al mismo trimestre del año anterior han sido la caída de la producción en Argentina fruto de los conflictos sociales y la suspensión de la producción en Libia.
- La producción de Upstream en este trimestre alcanzó los 296 Kbp/d, un 12,9% inferior a la del mismo período de 2010. La disminución, mayoritariamente de líquidos, se explica por la suspensión de las operaciones en Libia desde el 5 de marzo y por la menor producción de Shenzi en Estados Unidos debido a los efectos de la moratoria impuesta en 2010 a la perforación en el GdM, situación que ya se está regularizando. En YPF, la producción alcanzó los 446 Kbp/d, un 19,8% inferior al del segundo trimestre de 2010. La disminución, mayoritariamente de líquidos, se explica principalmente por el impacto de los conflictos sociales en el país, que han paralizado la producción en parte del país.
- La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** al final del segundo trimestre 2011 se situó en 1.999 M€, inferior en 181 M€ a la de cierre del primer trimestre 2011. Repsol mantiene una sólida posición financiera, reflejada en un ratio de deuda neta sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, que se sitúa en el 6,2%, reduciéndose desde el 6,9% a cierre de marzo 2011. Considerando las acciones preferentes este ratio se sitúa en el 15,6%.
- El proceso de desinversión en YPF ha continuado durante el trimestre, destacando el 3 de mayo de 2011, la notificación por el Grupo Petersen del ejercicio de la opción de compra para la adquisición de un 10% del capital social de YPF. Además, se han realizado ventas adicionales de un 0,8% del capital social y votos de YPF, S.A., destacando la enajenación, el 12 de julio de 2011, de 1.985.823 acciones ordinarias clase "D" representativas del 0,50% de dicho capital.
- El 18 de junio, Repsol firmó un acuerdo de intenciones con Alliance Oil Company para crear una sociedad conjunta que sirva de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa.

## 1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

### 1.1.- UPSTREAM

#### Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10		Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
299	490	316	5,7	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	731	806	10,3
370	490	293	-20,8	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	802	783	-2,4
149	130	100	-32,9	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	150	115	-23,4
1.071	1.093	1.099	2,6	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.095	1.096	0,1
340	324	296	-12,9	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	345	310	-10,1
229	437	353	54,1	INVERSIONES (M€)	367	790	115,3
119	53	103	-13,4	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	197	156	-20,8
2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
78,2	105,4	117,0	49,6	Brent (\$/Bbl)	77,3	111,1	43,7
78,1	94,6	102,3	31,0	WTI (\$/Bbl)	78,5	98,5	25,5
4,1	4,1	4,3	4,9	Henry Hub (\$/MBtu)	4,7	4,2	-10,6
2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
71,5	81,9	86,1	20,4	CRUDO (\$/Bbl)	71,9	83,6	16,3
2,6	3,1	3,5	34,6	GAS (\$/Miles scf)	2,7	3,3	22,2

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

El **resultado de explotación recurrente** en el segundo trimestre de 2011 ascendió a 293 M€ lo que representa una disminución del 20,8% frente al segundo trimestre de 2010.

El mayor impacto en la disminución del resultado de explotación proviene de la suspensión de la producción en Libia (que ha supuesto un menor resultado de 211 M€). Esta disminución se explica como sigue:

- Los precios de realización de crudo y gas, netos del efecto de regalías, han tenido un impacto positivo de 172 M€
- El menor volumen de producción, en especial de líquidos, neto de las menores amortizaciones, ha tenido un efecto negativo de 177 M€
- La depreciación del dólar frente al euro ha supuesto un menor resultado de 52 M€
- Otras variaciones menores explican el resto de los efectos.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 296 Kbp/d, un 12,9% inferior a la del mismo período de 2010. La disminución, mayoritariamente de líquidos, se explica principalmente por la suspensión de las operaciones en Libia (totalmente desde el día 5 de marzo), por la menor producción de Shenzi en Estados Unidos debido a los efectos de la moratoria impuesta en 2010 a la perforación en el GdM, situación que ya se está regularizando y la dilución de la participación en Brasil. La menor producción en Trinidad y Tobago se ha debido a una mayor actividad de mantenimiento. Estos efectos negativos han sido parcialmente compensados por la puesta en marcha de Peru LNG en junio de 2010 y por la aplicación del nuevo contrato en Ecuador vigente a partir de Enero 2011. Los objetivos de crecimiento de la producción a medio y largo plazo se mantienen sin cambios.

En el trimestre finalizó en Brasil la perforación del sondeo exploratorio Gavea con resultado positivo. Gavea se sitúa en el bloque BM-C-33 en la cuenca de Campos. Actualmente, está en curso la perforación de cinco pozos exploratorios: dos en Brasil (sondeos Itaborai y Tingua) en la cuenca de Santos, uno en Bolivia (Sararenda x-1) y dos en Colombia (Chipirón T-2 y Jaripeo 1). Adicionalmente están en perforación los sondeos appraisal Buckskin en Estados Unidos, Guará Sul, Guara RDA y Piracuca 4 en Brasil.

También en el trimestre terminó la completación y se ha puesto en marcha el sondeo SB-201, en el campo Shenzi. El pozo está ya contribuyendo significativamente a la producción del campo, que alcanza 107 Kbp/d bruto a la fecha. Adicionalmente, el pasado 2 de junio se recibió la aprobación para la perforación de un segundo pozo en la estructura (SB-101), que está en curso.

### **Resultados acumulados**

El **resultado de explotación recurrente** del primer semestre del año 2011 ha ascendido a 783 M€, en línea con el del mismo período de 2010. Los mayores precios internacionales de crudo y gas en el período han atenuado el efecto de la menor producción en el período, principalmente en Libia y Estados Unidos,

La producción en el primer semestre del año 2011 (310 Kbp/d) ha sido un 10,1% inferior a la del mismo período del año 2010 (345 Kbp/d) principalmente por la menor producción de líquidos en Libia y Estados Unidos.

### **Inversiones**

Las **inversiones** del segundo trimestre de 2011 en el área de Upstream han alcanzado 353 M€. Las inversiones en desarrollo representaron un 60% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (25%), Bolivia (18%), Trinidad y Tobago (15%), Perú (10%), Venezuela (10%) y Brasil (9%). Las inversiones en exploración representaron un 30% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU., y Brasil.

En el primer semestre del año 2011 las inversiones en Upstream ascendieron a 790 M€, un 115,3% superiores a las del ejercicio 2010. La inversión en desarrollo representó el 47% del total y se realizaron principalmente en Estados Unidos (24%), Bolivia (16%), Venezuela (14%), Trinidad y Tobago (11%), Perú (10%) y Brasil (10%). Las inversiones en exploración representaron un 45% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Estados Unidos (64%) y Brasil (19%).

**1.2.- GNL**
Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10		Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
-23	115	53	-	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	11	168	-
13	115	53	307,7	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	47	168	257,4
34,9	45,3	48,1	37,8	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	30,2	46,7	54,6
52,8	132,6	97,9	85,4	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	106,5	230,5	116,4
33	2	5	-84,8	INVERSIONES (M€)	49	7	-85,7

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

El **resultado de explotación recurrente** en el segundo trimestre del 2011 se situó en 53 M€ frente a los 13 M€ del mismo período del año anterior.

Los resultados del segundo trimestre de 2011 se han incrementado fundamentalmente por los mayores volúmenes, al estar operativa la planta de Peru LNG desde junio de 2010, y márgenes de comercialización de GNL.

**Resultados acumulados**

El resultado de explotación recurrente del primer semestre del año 2011 ha ascendido a 168 M€, registrando un aumento del 257,4% frente al mismo período del año anterior. Este aumento se explica fundamentalmente por los mayores volúmenes (al estar operativa la planta de Peru LNG desde junio de 2010) y márgenes de comercialización de GNL, así como por los mayores volúmenes de comercialización en la planta de Canaport LNG.

**Inversiones**

Las inversiones del segundo trimestre y del primer semestre del año 2011 en el área de GNL son muy inferiores a las del mismo período del año anterior debido fundamentalmente a que en 2010 aún estaban concluyendo las inversiones en los grandes proyectos de GNL, ahora ya finalizadas.

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

2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10		Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
372	217	217	-41,7	RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	560	434	-22,5
369	216	224	-39,3	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	555	440	-20,7
2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10		Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
538	445	311	-42,2	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	928	756	-18,5
535	444	318	-40,6	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE (M€)	923	762	-17,4
9.645	9.251	9.458	-1,9	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	18.523	18.709	1,0
607	710	666	9,7	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	1.248	1.376	10,2
712	849	690	-3,1	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	1.589	1.539	-3,1
479	288	364	-24,0	INVERSIONES (M€)	732	652	-10,9
2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
3,3	2,1	2,1	-36,4	España	2,8	2,1	-25,0

El resultado de explotación recurrente a CCS se situó en 224 M€, un 39,3% inferior al del mismo trimestre de 2010.

La disminución de 145 M€ del resultado de explotación recurrente a CCS del segundo trimestre de 2011 frente al mismo período de 2010 se explica por los siguientes efectos:

- El resultado del negocio de **Refino** se ha visto impactado negativamente en 106 M€ debido a la debilidad del margen de refino, que a pesar de la apertura de los diferenciales del diesel y de los crudos ligeros y pesados, se ve lastrado por los altos costes energéticos. Los menores resultados del negocio del GLP, que cae en 11 M€, así como la depreciación del dólar frente al euro también han impactado negativamente en los resultados del trimestre.
- El negocio de **Química**, con la recuperación de márgenes y volúmenes, alcanza de nuevo un resultado en terreno positivo, lo que ha implicado un mayor resultado de 38 M€ en comparación con el mismo trimestre del año anterior.
- El resto de los negocios, que presentan un equilibrio con respecto a los niveles del año anterior, explican las diferencias restantes.

**Resultados acumulados**

El resultado de explotación recurrente a CCS del primer semestre del ejercicio 2011, excluyendo el efecto patrimonial, ha sido de 440 M€, un 20,7% inferior a los 555 M€ obtenidos el año anterior, principalmente por el menor resultado del negocio de Refino y los menores volúmenes en los negocios comerciales a pesar de la recuperación del negocio químico.

## Inversiones

Las **inversiones** en el área de Downstream en el segundo trimestre de 2011 fueron de 364 M€. Las inversiones en el primer semestre de 2011 ascendieron a 652 M€. En los dos casos se han destinado fundamentalmente a los proyectos de ampliación y conversión de Cartagena y la Unidad reductora de fuelóleo de Bilbao, ambos proyectos contemplados en el Plan Estratégico y ya en su fase final de inversión.



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

2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10		Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
420	383	218	-48,1	<b>RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)</b>	831	601	-27,7
441	392	256	-42,0	<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)</b>	861	648	-24,7
298	297	229	-23,2	<b>PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)</b>	303	263	-13,3
1.449	1.277	1.221	-15,7	<b>PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)</b>	1.392	1.249	-10,5
556	524	446	-19,8	<b>PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)</b>	551	485	-12,0
3.387	3.504	3.403	0,5	<b>VENTAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (Miles de toneladas)</b>	6.870	6.907	0,5
325	325	420	29,2	<b>VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS (Miles de toneladas)</b>	634	745	17,5
103	109	117	13,6	<b>VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)</b>	227	226	-0,6
356	302	439	23,3	<b>INVERSIONES (M€)</b>	597	741	24,1
2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10	INDICADORES	Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
48,5	54,1	56,8	17,1	<b>PRECIOS DE REALIZACIÓN DE CRUDO AL MERCADO LOCAL (\$/Bbl)</b>	47,5	55,3	16,4
1,9	2,7	2,0	5,3	<b>PRECIOS DE REALIZACIÓN DE GAS (**)</b> (\$/Miles scf)	2,2	2,4	9,1

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

(\*\*) Neto de retenciones y no incluye ventas al Downstream

El **resultado de explotación recurrente**, afectado por las huelgas en el Sur del país, alcanzó 256 M€ en el segundo trimestre de 2011, frente a 441 M€ en el segundo trimestre de 2010.

YPF se ha visto afectada en el segundo trimestre de 2011 por los conflictos sociales en Argentina, quedando gravemente afectada la producción de líquidos y, consecuentemente, los resultados. En el trimestre no se pudo alcanzar la producción de crudo para tener derecho al Incentivo Petróleo Plus, si bien sí se contabilizó el incentivo anual correspondiente al incremento de reservas de 2010. Los mayores precios de los combustibles no han podido compensar los efectos negativos de lo anterior y del impacto de los mayores costes. Las principales variaciones en el resultado se explican por:

- Las huelgas del trimestre afectaron a la producción de crudo. La menor producción de crudo y procesamiento en refinerías dieron lugar a un incremento de las compras de crudo y productos con objeto de satisfacer la demanda. El efecto de lo anterior es un menor resultado operativo de 214 M€.
- El incremento de precios de combustibles en dólares en el mercado doméstico ha tenido un impacto positivo en el resultado de 129 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 135 M€.
- El incremento anual en dólares del 27% en los costes operativos, por inflación de precios en servicios y salarios, ha supuesto un menor resultado de 172 M€.
- Otros efectos, principalmente las compras de biocombustibles para cumplir con la normativa al respecto que entró en vigor en enero de 2010, así como el efecto del tipo de cambio, explican el resto de las variaciones.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 446 Kbp/d, un 19,8% inferior a la del mismo período del año anterior, principalmente por el efecto de las huelgas. Las huelgas han tenido un impacto de 60,9 Kbp/d en la producción de líquidos del trimestre y de 14,7 Kbp/d en la producción de gas del trimestre. Aislado este efecto, la caída de producción de líquidos hubiese sido del 3,0%.

### Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del primer semestre del año ascendió a 648 M€, un 24,7% inferior al del mismo periodo del año anterior. La disminución es consecuencia principalmente del efecto de las huelgas sobre la producción de crudo y del efecto inflacionario de los costes. Los mayores ingresos procedentes del aumento de precios de los combustibles en las estaciones de servicio y de la venta de productos ligados a cotización internacional en el mercado interno no han podido compensar los efectos negativos anteriormente descritos.

En el primer semestre del año, la producción ha sido de 485 Kbp/d con un descenso del 12,0% frente al mismo periodo del año anterior. El descenso ha sido del 10,5% en gas y 13,3% en líquidos. El mayor descenso experimentado en la producción de líquidos es consecuencia del mayor impacto de las huelgas sobre la producción de éstos.

### Inversiones

Las inversiones del segundo trimestre de 2011 en YPF han alcanzado 439 M€, de los cuales 330 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 63% de las inversiones en E&P se ha destinado a proyectos de desarrollo.

Durante el primer semestre de 2011 las inversiones alcanzaron 741 M€, de los cuales 582 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 72% de las inversiones en E&P se destinó a proyectos de desarrollo.

## 1.5.- GAS NATURAL FENOSA

### Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10		Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
295	247	265	-10,2	<b>RESULTADO DE EXPLOTACION</b> (M€)	551	512	-7,1
181	249	188	3,9	<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE</b> (M€)	437	437	0,0
148	70	336	127,0	<b>INVERSIONES</b> (M€)	266	406	52,6

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del segundo trimestre de 2011 ascendió a 188 M€, frente a los 181 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 3,9%.

El resultado de explotación recurrente en el segundo trimestre de 2011 es levemente superior al del segundo trimestre de 2010, gracias al mejor resultado en distribución de electricidad en España y los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas que se compensa con un menor resultado de la electricidad en España y la distribución de electricidad en Latinoamérica y el efecto en los resultados de las desinversiones realizadas en 2010 y 2011.

Por otro lado, cabe destacar que el 17 de junio de 2011, el Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa aprobó la entrada de Sonatrach en el accionariado con un 3,85%. Sonatrach adquirirá una participación minoritaria por 514,7 millones de euros, mediante una ampliación de capital con exclusión del derecho de suscripción preferente. La operación no implicará la entrada de ningún representante de la empresa argelina en el Consejo de Administración de la sociedad española, y se ejecutará una vez obtenida la correspondiente aprobación de las autoridades argelinas.

### Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del primer semestre del año 2011 coincide con el resultado del mismo período del año anterior, y se explica de forma similar a los efectos descritos para el trimestre.

### Inversiones

Las **inversiones** de Gas Natural Fenosa durante el segundo trimestre y el primer semestre de 2011 han alcanzado 336 M€ y 406 M€ respectivamente. La inversión material se ha destinado fundamentalmente a las actividades de Distribución de Gas y Electricidad, tanto en España como en Latinoamérica. Además esta cifra incluye importes en el capítulo de inversiones financieras.

## 1.6.- CORPORACIÓN Y OTROS

Este epígrafe recoge los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios así como los ajustes de consolidación intersegmento.

En el segundo trimestre de 2011 se registró un resultado recurrente negativo de 51 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 del segundo trimestre del ejercicio 2011 (página 26 del presente avance de resultados).

### Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	1T 2011	2T 2011	% Variación	Ene-Jun 11
			2T11/1T11	
<b>DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>1.697</b>	<b>2.180</b>	<b>28,5</b>	<b>1.697</b>
EBITDA	-2.111	-1.631	-22,7	-3.742
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	955	300	-68,6	1.255
INVERSIONES (1)	1.035	1.184	14,4	2.219
DESINVERSIONES (1)	-1.343	-959	-28,6	-2.302
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	644	157	-75,6	801
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	253	23	-90,9	276
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	322	592	83,9	914
CANCELACIÓN PREFERENTE AMERICANA	535	0	-100,0	535
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	193	153	-20,7	346
<b>DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>2.180</b>	<b>1.999</b>	<b>-8,3</b>	<b>1.999</b>
<b>DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>5.192</b>	<b>5.003</b>	<b>-3,6</b>	<b>5.003</b>

### Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	31.695	31.988	0,9	31.988
<b>DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)</b>	<b>6,9</b>	<b>6,2</b>	<b>-10,1</b>	<b>6,2</b>
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	16,4	15,6	-4,9	15,6
ROACE antes de no recurrentes (%)	12,3	8,0	-35,0	10,2

(1) En el segundo trimestre 2011 existen inversiones de carácter financiero por importe de 50 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 5 M€, no reflejadas en esta tabla. Adicionalmente, se ha concedido un préstamo financiero al Grupo Petersen (626 MUSD) por el 48% del importe correspondiente a la ejecución de la opción de compra del 10% de participación en YPF.

La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** al final del segundo trimestre 2011 se situó en 1.999 M€, lo que supone una reducción de 181 M€ respecto a la del cierre del primer trimestre 2011.

El EBITDA generado, unido a las desinversiones realizadas, ha permitido absorber totalmente el desembolso de inversiones, impuestos, fondo de maniobra comercial, intereses y dividendos del periodo.

La cifra de desinversiones del trimestre incluye la venta del 10,29% de participación en YPF por importe neto de 1.354 MUSD, de los que 1.302 MUSD corresponden al ejercicio por el Grupo Petersen de la opción de compra del 10% de capital de la compañía.

Repsol mantiene una sólida posición financiera que se refleja en un ratio de deuda neta sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, del 6,2%, reduciéndose desde el 6,9% al cierre de marzo 2011. Considerando las acciones preferentes el ratio se sitúa en el 15,6%.

El **gasto financiero neto acumulado** a cierre de junio 2011 del Grupo ex Gas Natural Fenosa se situó en 204 M€, frente a los 298 M€ del mismo periodo del ejercicio anterior, destacando los siguientes aspectos:

- **Intereses netos:** Menor gasto de 61 M€, destacando unos saldos medios de las inversiones a tipo variable muy superiores a los del mismo periodo de 2010 y con una mejor remuneración. Adicionalmente, el 8 de febrero 2011 tuvo lugar la cancelación anticipada de la preferente americana (725 MUSD al 7,45% de interés, superior al coste medio de nuestra deuda).

- **Resultado de posiciones:** mayor ingreso de 23 M€, principalmente por el mantenimiento de posiciones pasivas en pesos argentinos, unido a la depreciación de esta moneda frente al USD.
- **Intereses intercalarios:** mayor ingreso de 15 M€, principalmente por activación de intereses asociados a la financiación de los proyectos de mejora de las refinerías de Cartagena y Bilbao.

Cifras no auditadas (NIF)

2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO EX GNF	Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
-97	-74	-54	-44,3	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-189	-128	-32,3
36	-16	47	30,6	RESULTADO DE POSICIONES	8	31	287,5
-49	-45	-36	-26,5	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-79	-81	2,5
31	35	40	29,0	INTERCALARIOS	60	75	25,0
-48	-51	-50	4,2	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-98	-101	3,1
<b>-127</b>	<b>-151</b>	<b>-53</b>	<b>-58,3</b>	<b>TOTAL</b>	<b>-298</b>	<b>-204</b>	<b>-31,5</b>

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

#### **3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS**

El tipo impositivo efectivo del Impuesto sobre Sociedades para el segundo trimestre de 2011 ha sido del 36,4%, con un gasto por impuesto devengado de 358 M€. Para el acumulado a junio el tipo impositivo efectivo ha sido del 38,5% en línea con el tipo estimado para el año 2011.

#### **3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS**

Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/2T10	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
3,2	5,5	-6,4	-	UPSTREAM	5,7	-0,9	-
5,8	7,1	10,7	84,5	GNL	17,8	17,8	0,0
4,3	6,5	7,8	81,4	DOWNSTREAM	16,7	14,3	-14,4
0,6	2,1	1,0	66,7	YPF	0,7	3,1	342,8
0,1	0,6	1,0	-	Gas Natural Fenosa	1,1	1,6	45,5
<b>14,0</b>	<b>21,8</b>	<b>14,1</b>	<b>0,7</b>	<b>TOTAL</b>	<b>42,0</b>	<b>35,9</b>	<b>-14,5</b>

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el segundo trimestre de 2011 a 14 M€, siendo el mismo resultado que se obtuvo en el mismo período del año anterior.

En el área de Upstream, el menor resultado se debe a la baja de inventarios y gastos de garantía asociados a la renuncia de llevar a cabo más actividades en el área en la sociedad ENIREPSA, en GNL los mayores resultados se deben a la puesta en marcha de Perú LNG y en Downstream los mejores resultados en Dynasol.

#### **3.3.- INTERESES MINORITARIOS**

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el segundo trimestre de 2011 ascendió a 77 M€ frente a 66 M€ del segundo trimestre de 2010. Este epígrafe recoge principalmente la participación de los accionistas minoritarios en el resultado de YPF. La participación a cierre del trimestre de Repsol en YPF fue del 84,04% en 2T10, del 68,23% en 1T11 y del 57,94% en 2T11.

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

Desde la publicación de los resultados del primer trimestre de 2011, los hechos más significativos relacionados con la Compañía han sido las siguientes:

En **Upstream**, el 18 de junio de 2011, Repsol y Alliance Oil Company firmaron un acuerdo de intenciones para crear una sociedad conjunta que sirva de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa, el mayor productor de gas y petróleo del mundo. Este acuerdo pretende combinar el conocimiento y el acceso privilegiado a oportunidades de exploración y producción que Alliance Oil posee en Rusia, con el know-how y la capacidad técnica de Repsol, creando así una alianza en exploración y producción a largo plazo. Además de la explotación de los activos que aporta Alliance Oil, el acuerdo incluye la búsqueda de oportunidades de exploración, así como el crecimiento a través de activos en producción en la Federación Rusa.

El 28 de junio de 2011, Repsol Sinopec y sus socios Statoil y Petrobrás anunciaron el descubrimiento de dos niveles de petróleo de buena calidad en el pozo exploratorio 1-REPF-11<sup>a</sup>-RJS, informalmente conocido como Gávea. El pozo, localizado a 190 kilómetros de la costa de Río de Janeiro, fue perforado con el buque de perforación de última generación Stena Drillmax I, bajo una lámina de agua de 2.708 metros, llegando a una profundidad final de 6.851 metros.

En **Downstream**, el 7 de junio de 2011, Repsol adquirió el 100% de la compañía británica SeaEnergy Renewables Limited (SERL). Repsol adquirió con esta operación derechos de promoción eólica en tres parques eólicos offshore en la costa de Escocia, una de las áreas de mayor potencial del mundo.

En **YPF**, el 13 de julio de 2011, YPF, S.A. informó de la realización a través de la Unión Transitoria de Empresas (UTE) en la cual YPF posee el 70% de participación y que conjuntamente conforma con Rovella Energía S.A. (15%) y G&P del Neuquén (15%), el pozo exploratorio Bajada de Añelo X-2 (BA X-2), cuya ubicación se encuentra en el bloque Bajada de Añelo de la cuenca Neuquina. En este pozo se ha perforado hasta una profundidad de 3.000 metros y se han llevado a cabo 3 fracturas en distintos lugares a lo largo de 150 metros. Los resultados del mencionado pozo arrojaron una producción promedio diaria de aproximadamente 250 barriles de petróleo por día de alta calidad (48° API), en línea con los resultados obtenidos anteriormente sobre la formación mencionada en el área de Loma La Lata. De esta manera, los resultados positivos obtenidos alientan a continuar con el plan exploratorio previsto para la formación Vaca Muerta para el año 2011.

En **Gas Natural Fenosa**, el 17 de junio de 2011, el Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa aprobó la entrada de Sonatrach en el accionariado con un 3,85%. Sonatrach adquirirá una participación minoritaria por 514,7 millones de euros, mediante una ampliación de capital con exclusión del derecho de suscripción preferente. La operación no implicará la entrada de ningún representante de la empresa argelina en el Consejo de Administración de la sociedad española, y se ejecutará una vez obtenida la correspondiente aprobación de las autoridades argelinas.

En la **Corporación**, el 12 de julio de 2011, Repsol vendió 1.985.823 acciones ordinarias clase "D" representativas del 0,50% del capital social y votos de YPF S.A. a un precio de 177 pesos por acción de acuerdo a los procedimientos establecidos por la Circular N° 3338 de fecha 17 de octubre de 1996 y normas complementarias del Mercado de Valores de Buenos Aires S.A. para operaciones de venta en bloques.

El 16 de junio de 2011, con objeto de adaptar la organización al Plan Estratégico y de dotar de mayor eficacia a la gestión de la compañía, Repsol YPF aprobó la designación de Miguel Martínez San Martín como Director General Económico Financiero y de Empresas Participadas de Repsol YPF.

El 3 de junio de 2011, en ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 15 de abril de 2011 bajo el punto 14° del Orden del Día, Repsol YPF, S.A informó de la puesta en marcha del Plan de Entrega de Acciones dirigido a los beneficiarios de esquemas de retribución plurianual del Grupo Repsol YPF.

El 3 de mayo de 2011, el grupo Petersen notificó a Repsol YPF el ejercicio de la opción de compra a Repsol de un 10% de YPF. La estructura accionarial resultante reequilibra el peso de Repsol en Latinoamérica y consolida al Grupo Petersen como uno de los grandes grupos empresariales latinoamericanos. La alianza entre Repsol y el Grupo Petersen ha potenciado la integración de la gestión de YPF en el tejido económico,

empresarial y social argentino y se ha reflejado en la buena marcha de la compañía y en el interés de la comunidad inversora internacional por formar parte del capital de la compañía argentina.

**Madrid, 28 de julio de 2011**

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 28 de julio de 2011 a las 12:30 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 segundo trimestre de 2011.

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 2º TRIMESTRE 2011

**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			ENERO-JUNIO	
	2T10	1T11	2T11	2010	2011
<b>EBITDA</b> .....	<b>2.472</b>	<b>2.518</b>	<b>1.955</b>	<b>4.869</b>	<b>4.473</b>
Resultado de explotación.....	1.466	1.611	1.111	3.004	2.722
Resultado financiero.....	(218)	(225)	(127)	(467)	(352)
<b>Resultado antes de impuestos y participadas</b> .....	<b>1.248</b>	<b>1.386</b>	<b>984</b>	<b>2.537</b>	<b>2.370</b>
Impuesto sobre beneficios.....	(550)	(554)	(358)	(1.104)	(912)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	14	22	14	42	36
<b>Resultado consolidado del periodo</b> .....	<b>712</b>	<b>854</b>	<b>640</b>	<b>1.475</b>	<b>1.494</b>
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A:</b>					
Intereses minoritarios .....	62	89	61	137	150
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE</b> .....	<b>650</b>	<b>765</b>	<b>579</b>	<b>1.338</b>	<b>1.344</b>
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
* Euros/acción .....	0,53	0,63	0,47	1,10	1,10
* \$/ADR .....	0,66	0,89	0,69	1,34	1,59

(\*) El capital social de Repsol YPF, S.A. está constituido por 1.220.863.463 acciones

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

 1,227 dólares por euro en 2T10  
 1,421 dólares por euro en 1T11  
 1,445 dólares por euro en 2T11

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

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	SEGUNDO TRIMESTRE 2010			ENERO-JUNIO 2010		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
<b>Resultado de explotación.....</b>	<b>1.466</b>	<b>(38)</b>	<b>1.428</b>	<b>3.004</b>	<b>(114)</b>	<b>2.890</b>
Upstream.....	299	71	370	731	71	802
GNL.....	(23)	36	13	11	36	47
Downstream.....	538	(3)	535	928	(5)	923
YPF.....	420	21	441	831	30	861
Gas Natural Fenosa.....	295	(114)	181	551	(114)	437
Corporación y ajustes.....	(63)	(49)	(112)	(48)	(132)	(180)
<b>Resultado financiero.....</b>	<b>(218)</b>	<b>15</b>	<b>(203)</b>	<b>(467)</b>	<b>15</b>	<b>(452)</b>
<b>Resultado antes de impuestos y participadas .....</b>	<b>1.248</b>	<b>(23)</b>	<b>1.225</b>	<b>2.537</b>	<b>(99)</b>	<b>2.438</b>
Impuesto sobre beneficios.....	(550)	15	(535)	(1.104)	28	(1.076)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación .....	14	-	14	42	-	42
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas .....	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado consolidado del periodo.....</b>	<b>712</b>	<b>(8)</b>	<b>704</b>	<b>1.475</b>	<b>(71)</b>	<b>1.404</b>

**RESULTADO ATRIBUIDO A:**

Intereses minoritarios .....	62	4	66	137	(12)	125
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE .....</b>	<b>650</b>	<b>(12)</b>	<b>638</b>	<b>1.338</b>	<b>(59)</b>	<b>1.279</b>

	PRIMER TRIMESTRE 2011		
	Total	No recurrentes	Ajustado
<b>Resultado de explotación.....</b>	<b>1.611</b>	<b>14</b>	<b>1.625</b>
Upstream.....	490	-	490
GNL.....	115	-	115
Downstream.....	445	(1)	444
YPF.....	383	9	392
Gas Natural Fenosa.....	247	2	249
Corporación y ajustes.....	(69)	4	(65)
<b>Resultado financiero.....</b>	<b>(225)</b>	<b>16</b>	<b>(209)</b>
<b>Resultado antes de impuestos y participadas .....</b>	<b>1.386</b>	<b>30</b>	<b>1.416</b>
Impuesto sobre beneficios.....	(554)	(3)	(557)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación .....	22	-	22
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas .....	-	-	-
<b>Resultado consolidado del periodo.....</b>	<b>854</b>	<b>27</b>	<b>881</b>

**RESULTADO ATRIBUIDO A:**

Intereses minoritarios .....	89	1	90
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE .....</b>	<b>765</b>	<b>26</b>	<b>791</b>

	SEGUNDO TRIMESTRE 2011			ENERO-JUNIO 2011		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
<b>Resultado de explotación.....</b>	<b>1.111</b>	<b>(54)</b>	<b>1.057</b>	<b>2.722</b>	<b>(40)</b>	<b>2.682</b>
Upstream.....	316	(23)	293	806	(23)	783
GNL.....	53	-	53	168	-	168
Downstream.....	311	7	318	756	6	762
YPF.....	218	38	256	601	47	648
Gas Natural Fenosa.....	265	(77)	188	512	(75)	437
Corporación y ajustes.....	(52)	1	(51)	(121)	5	(116)
<b>Resultado financiero.....</b>	<b>(127)</b>	<b>-</b>	<b>(127)</b>	<b>(352)</b>	<b>16</b>	<b>(336)</b>
<b>Resultado antes de impuestos y participadas .....</b>	<b>984</b>	<b>(54)</b>	<b>930</b>	<b>2.370</b>	<b>(24)</b>	<b>2.346</b>
Impuesto sobre beneficios.....	(358)	29	(329)	(912)	26	(886)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación .....	14	-	14	36	-	36
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas .....	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado consolidado del periodo.....</b>	<b>640</b>	<b>(25)</b>	<b>615</b>	<b>1.494</b>	<b>2</b>	<b>1.496</b>

**RESULTADO ATRIBUIDO A:**

Intereses minoritarios .....	61	16	77	150	17	167
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE .....</b>	<b>579</b>	<b>(41)</b>	<b>538</b>	<b>1.344</b>	<b>(15)</b>	<b>1.329</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			ENERO-JUNIO	
	2T10	1T11	2T11	2010	2011
<b>Upstream</b> .....	<b>1.008</b>	<b>1.005</b>	<b>876</b>	<b>2.011</b>	<b>1.881</b>
Norteamérica y Brasil .....	248	201	245	454	446
Norte de África .....	263	215	38	516	253
Resto del Mundo .....	509	605	612	1.069	1.217
Ajustes .....	(12)	(16)	(19)	(28)	(35)
<b>GNL</b> .....	<b>258</b>	<b>703</b>	<b>673</b>	<b>594</b>	<b>1.376</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>9.551</b>	<b>10.306</b>	<b>10.247</b>	<b>17.948</b>	<b>20.553</b>
Europa .....	8.742	9.995	9.898	16.551	19.893
Resto del Mundo .....	1.289	926	1.033	2.419	1.959
Ajustes .....	(480)	(615)	(684)	(1.022)	(1.299)
<b>YPF</b> .....	<b>2.867</b>	<b>2.610</b>	<b>2.574</b>	<b>5.369</b>	<b>5.184</b>
<b>Gas Natural Fenosa</b> .....	<b>1.441</b>	<b>1.640</b>	<b>1.584</b>	<b>2.992</b>	<b>3.224</b>
<b>Corporación y ajustes</b> .....	<b>(384)</b>	<b>(427)</b>	<b>(306)</b>	<b>(597)</b>	<b>(733)</b>
<b>TOTAL</b> .....	<b>14.741</b>	<b>15.837</b>	<b>15.648</b>	<b>28.317</b>	<b>31.485</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			ENERO-JUNIO	
	2T10	1T11	2T11	2010	2011
<b>Upstream</b> .....	<b>299</b>	<b>490</b>	<b>316</b>	<b>731</b>	<b>806</b>
Norteamérica y Brasil .....	27	86	115	65	201
Norte de África .....	184	162	(34)	382	128
Resto del Mundo .....	88	242	235	284	477
<b>GNL</b> .....	<b>(23)</b>	<b>115</b>	<b>53</b>	<b>11</b>	<b>168</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>538</b>	<b>445</b>	<b>311</b>	<b>928</b>	<b>756</b>
Europa .....	480	379	255	832	634
Resto del Mundo .....	58	66	56	96	122
<b>YPF</b> .....	<b>420</b>	<b>383</b>	<b>218</b>	<b>831</b>	<b>601</b>
<b>Gas Natural Fenosa</b> .....	<b>295</b>	<b>247</b>	<b>265</b>	<b>551</b>	<b>512</b>
<b>Corporación y ajustes</b> .....	<b>(63)</b>	<b>(69)</b>	<b>(52)</b>	<b>(48)</b>	<b>(121)</b>
<b>TOTAL</b> .....	<b>1.466</b>	<b>1.611</b>	<b>1.111</b>	<b>3.004</b>	<b>2.722</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			ENERO-JUNIO	
	2T10	1T11	2T11	2010	2011
<b>Upstream</b> .....	<b>615</b>	<b>654</b>	<b>497</b>	<b>1.281</b>	<b>1.151</b>
Norteamérica y Brasil .....	154	151	161	321	312
Norte de África .....	203	175	8	416	183
Resto del Mundo .....	258	328	328	544	656
<b>GNL</b> .....	<b>48</b>	<b>157</b>	<b>94</b>	<b>114</b>	<b>251</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>684</b>	<b>580</b>	<b>478</b>	<b>1.182</b>	<b>1.058</b>
Europa .....	622	502	411	1.056	913
Resto del Mundo .....	62	78	67	126	145
<b>YPF</b> .....	<b>874</b>	<b>769</b>	<b>600</b>	<b>1.684</b>	<b>1.369</b>
<b>Gas Natural Fenosa</b> .....	<b>331</b>	<b>406</b>	<b>325</b>	<b>730</b>	<b>731</b>
<b>Corporación y ajustes</b> .....	<b>(80)</b>	<b>(48)</b>	<b>(39)</b>	<b>(122)</b>	<b>(87)</b>
<b>TOTAL</b> .....	<b>2.472</b>	<b>2.518</b>	<b>1.955</b>	<b>4.869</b>	<b>4.473</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			ENERO-JUNIO	
	2T10	1T11	2T11	2010	2011
<b>Upstream</b> .....	<b>229</b>	<b>437</b>	<b>353</b>	<b>367</b>	<b>790</b>
Norteamérica y Brasil .....	120	295	171	167	466
Norte de África .....	13	14	33	26	47
Resto del Mundo .....	96	128	149	174	277
<b>GNL</b> .....	<b>33</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>49</b>	<b>7</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>479</b>	<b>288</b>	<b>364</b>	<b>732</b>	<b>652</b>
Europa .....	443	273	347	673	620
Resto del Mundo .....	36	15	17	59	32
<b>YPF</b> .....	<b>356</b>	<b>302</b>	<b>439</b>	<b>597</b>	<b>741</b>
<b>Gas Natural Fenosa</b> .....	<b>148</b>	<b>70</b>	<b>336</b>	<b>266</b>	<b>406</b>
<b>Corporación y ajustes</b> .....	<b>17</b>	<b>8</b>	<b>57</b>	<b>27</b>	<b>65</b>
<b>TOTAL</b> .....	<b>1.262</b>	<b>1.107</b>	<b>1.554</b>	<b>2.038</b>	<b>2.661</b>

**BALANCE DE SITUACIÓN COMPARATIVO DE REPSOL YPF**

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

	DICIEMBRE	JUNIO
	2010	2011
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		
Fondo de Comercio .....	4.617	4.414
Otro inmovilizado intangible .....	2.836	3.003
Inmovilizado material .....	33.585	32.620
Inversiones inmobiliarias .....	26	25
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación .....	585	584
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes .....	1.639	1.977
Otros .....	150	146
Activos por impuestos diferidos .....	1.993	1.939
Otros activos no corrientes.....	322	309
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*) .....	340	225
Existencias .....	5.837	6.283
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar .....	8.569	8.878
Otros activos financieros corrientes .....	684	690
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes .....	6.448	5.736
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>67.631</b>	<b>66.829</b>
<b>PATRIMONIO NETO TOTAL</b>		
Atribuido a la sociedad dominante .....	24.140	24.307
Atribuido a los intereses minoritarios .....	1.846	3.144
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		
Subvenciones.....	110	116
Provisiones no corrientes .....	3.772	3.237
Pasivos financieros no corrientes .....	14.940	14.268
Pasivos por impuesto diferido .....	3.387	3.212
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero .....	2.852	2.646
Otros .....	811	884
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*) .....	153	49
Provisiones corrientes .....	404	285
Pasivos financieros corrientes .....	4.362	3.914
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero .....	223	209
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar .....	10.631	10.558
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>67.631</b>	<b>66.829</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

	<b>ENERO-JUNIO</b>	
	<b>2010</b>	<b>2011</b>
<b>I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION</b>		
Resultado antes de impuestos y participadas	2.537	2.370
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	1.914	1.749
Otros ajustes del resultado (netos)	418	354
<b>EBITDA</b>	<b>4.869</b>	<b>4.473</b>
Cambios en el capital corriente	(1.010)	(1.313)
Cobros de dividendos	27	19
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(782)	(961)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(186)	(182)
<b>OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION</b>	<b>(941)</b>	<b>(1.124)</b>
	<b>2.918</b>	<b>2.036</b>
<b>II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(13)	(90)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(1.912)	(2.278)
Otros activos financieros	(113)	(293)
Total Inversiones	<b>(2.038)</b>	<b>(2.661)</b>
Cobros por desinversiones	824	2.426
Otros flujos de efectivo	0	(6)
	<b>(1.214)</b>	<b>(241)</b>
<b>III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	-	-
Cobros por emisión de pasivos financieros	5.251	4.441
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(5.352)	(5.230)
Pagos por dividendos	(181)	(818)
Pagos de intereses	(472)	(448)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(67)	(314)
	<b>(821)</b>	<b>(2.369)</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>2.308</b>	<b>6.448</b>
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	883	(574)
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	153	(138)
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>3.344</b>	<b>5.736</b>

## RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO CONSOLIDADO GRUPO

### Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DEUDA NETA - GRUPO CONSOLIDADO (M€)	1T 11	2T 11	% Variación	Ene-Jun 11
			2T11/1T11	
<b>DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>7.224</b>	<b>7.434</b>	<b>2,9</b>	<b>7.224</b>
EBITDA	-2.518	-1.955	-22,4	-4.473
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	1.061	252	-76,2	1.313
INVERSIONES (1)	1.105	1.398	26,5	2.503
DESINVERSIONES (1)	-1.344	-1.506	12,1	-2.850
DIVIDENDOS PAGADOS (incluye los de sociedades afiliadas)	651	167	-74,3	818
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	215	19	-91,2	234
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	339	622	83,5	961
CANCELACIÓN PREFERENTE AMERICANA	535	0	-100,0	535
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	166	469	182,5	635
<b>DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>7.434</b>	<b>6.900</b>	<b>-7,2</b>	<b>6.900</b>
<b>DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>10.627</b>	<b>10.085</b>	<b>-5,1</b>	<b>10.085</b>

#### Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	37.597	37.536	-0,2	37.536
<b>DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)</b>	<b>19,8</b>	<b>18,4</b>	<b>-7,0</b>	<b>18,4</b>
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	28,3	26,9	-4,9	26,9
ROACE antes de no recurrentes (%)	11,0	7,5	-31,8	9,3

(1) En el segundo trimestre 2011, existen inversiones de carácter financiero por importe de 156 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 5 M€, no reflejadas en esta tabla. Adicionalmente, se ha concedido un préstamo financiero al Grupo Petersen (626 MUSD) por el 48% del importe correspondiente a la ejecución de la opción de compra del 10% de participación en YPF.

### Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2010	1T 2011	2T 2011	% Variación 2T11/ 2T10	RESULTADO FINANCIERO (MM€) - GRUPO CONSOLIDADO	Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	% Variación 11/10
-166	-141	-117	-29,5	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-331	-258	-22,1
37	-11	45	21,6	RESULTADO DE POSICIONES	10	34	240,0
-52	-48	-39	-25,0	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-86	-87	1,2
36	36	41	13,9	INTERCALARIOS	69	77	11,6
-73	-61	-57	-21,9	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-129	-118	-8,5
<b>-218</b>	<b>-225</b>	<b>-127</b>	<b>-41,7</b>	<b>TOTAL</b>	<b>-467</b>	<b>-352</b>	<b>-24,6</b>

## TABLAS



### PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 2T 2011

**MAGNITUDES DE UPSTREAM**

	Unidad	2010			2011			% Variación 11 / 10
		1º Tr.	2º Tr.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	Acum	
<b>PRODUCCION DE HIDROCARBUROS</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>350</b>	<b>340</b>	<b>345</b>	<b>324</b>	<b>296</b>	<b>310</b>	<b>-10,1%</b>
<b>Producción de Líquidos</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>151</b>	<b>149</b>	<b>150</b>	<b>130</b>	<b>100</b>	<b>115</b>	<b>-23,4%</b>
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	41	40	40	30	30	30	-26,3%
Norte de África	K Bep/día	46	44	45	30	3	16	-64,0%
Resto del Mundo	K Bep/día	64	65	65	70	68	69	6,6%
<b>Producción de Gas Natural</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>199</b>	<b>191</b>	<b>195</b>	<b>195</b>	<b>196</b>	<b>195</b>	<b>0,1%</b>
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	2	2	2	1	2	2	-35,2%
Norte de África	K Bep/día	6	6	6	6	6	6	-2,7%
Resto del Mundo	K Bep/día	191	182	187	187	188	188	0,6%

**MAGNITUDES DE DOWNSTREAM**

	Unidad	2010			2011			% Variación 11 / 10
		1º Tr.	2º Tr.	Acum.	1º Tr.	2º Tr.	Acum.	
<b>CRUDO PROCESADO</b>	<b>M tep</b>	<b>7,7</b>	<b>8,6</b>	<b>16,3</b>	<b>7,3</b>	<b>7,7</b>	<b>15,0</b>	<b>-8,1%</b>
Europa	M tep	6,2	7,1	13,2	6,4	6,8	13,3	0,0%
Resto del Mundo	M tep	1,6	1,5	3,1	0,9	0,9	1,7	-43,1%
<b>VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS</b>	<b>Kt</b>	<b>8.878</b>	<b>9.645</b>	<b>18.523</b>	<b>9.251</b>	<b>9.458</b>	<b>18.709</b>	<b>1,0%</b>
<b>Ventas Europa</b>	<b>Kt</b>	<b>7.244</b>	<b>8.077</b>	<b>15.321</b>	<b>8.215</b>	<b>8.465</b>	<b>16.680</b>	<b>8,9%</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>Kt</b>	<b>4.963</b>	<b>5.222</b>	<b>10.185</b>	<b>5.009</b>	<b>5.274</b>	<b>10.283</b>	<b>1,0%</b>
Productos claros	Kt	4.311	4.381	8.692	4.273	4.409	8.682	-0,1%
Otros productos	Kt	652	841	1.493	736	865	1.601	7,2%
<b>Resto Ventas Mercado Nacional</b>	<b>Kt</b>	<b>1.328</b>	<b>1.401</b>	<b>2.729</b>	<b>1.607</b>	<b>1.534</b>	<b>3.141</b>	<b>15,1%</b>
Productos claros	Kt	908	1.006	1.914	1.202	1.110	2.312	20,8%
Otros productos	Kt	420	395	815	405	424	829	1,7%
<b>Exportaciones</b>	<b>Kt</b>	<b>953</b>	<b>1.454</b>	<b>2.407</b>	<b>1.599</b>	<b>1.657</b>	<b>3.256</b>	<b>35,3%</b>
Productos claros	Kt	278	370	648	474	425	899	38,7%
Otros productos	Kt	675	1.084	1.759	1.125	1.232	2.357	34,0%
<b>Ventas Resto del Mundo</b>	<b>Kt</b>	<b>1.634</b>	<b>1.568</b>	<b>3.202</b>	<b>1.036</b>	<b>993</b>	<b>2.029</b>	<b>-36,6%</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>Kt</b>	<b>440</b>	<b>476</b>	<b>916</b>	<b>406</b>	<b>467</b>	<b>873</b>	<b>-4,7%</b>
Productos claros	Kt	375	367	742	345	377	722	-2,7%
Otros productos	Kt	65	109	174	61	90	151	-13,2%
<b>Resto Ventas Mercado Nacional</b>	<b>Kt</b>	<b>862</b>	<b>903</b>	<b>1.765</b>	<b>398</b>	<b>413</b>	<b>811</b>	<b>-54,1%</b>
Productos claros	Kt	639	660	1.299	304	321	625	-51,9%
Otros productos	Kt	223	243	466	94	92	186	-60,1%
<b>Exportaciones</b>	<b>Kt</b>	<b>332</b>	<b>189</b>	<b>521</b>	<b>232</b>	<b>113</b>	<b>345</b>	<b>-33,8%</b>
Productos claros	Kt	113	76	189	31	68	99	-47,6%
Otros productos	Kt	219	113	332	201	45	246	-25,9%
<b>QUÍMICA</b>								
<b>VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS</b>	<b>Kt</b>	<b>641</b>	<b>607</b>	<b>1.248</b>	<b>710</b>	<b>666</b>	<b>1.376</b>	<b>10,2%</b>
<b>Europa</b>	<b>Kt</b>	<b>540</b>	<b>545</b>	<b>1.085</b>	<b>624</b>	<b>590</b>	<b>1.214</b>	<b>11,8%</b>
Básica	Kt	178	207	385	236	214	450	16,8%
Derivada	Kt	363	337	700	388	376	764	9,1%
<b>Resto del Mundo</b>	<b>Kt</b>	<b>101</b>	<b>62</b>	<b>163</b>	<b>86</b>	<b>77</b>	<b>162</b>	<b>-0,6%</b>
Básica	Kt	25	22	47	16	19	36	-24,8%
Derivada	Kt	76	40	116	69	57	127	9,4%
<b>GLP</b>								
<b>GLP comercializado</b>	<b>Kt</b>	<b>877</b>	<b>712</b>	<b>1.589</b>	<b>849</b>	<b>690</b>	<b>1.539</b>	<b>-3,1%</b>
Europa	Kt	581	349	930	507	292	799	-14,0%
Resto del Mundo	Kt	296	363	659	342	398	740	12,3%

**Resto Ventas Mercado Nacional:** Incluye ventas a operadores y bunker.  
**Exportaciones:** Se expresan desde el país de origen.

**MAGNITUDES DE YPF**

	Unidad	2010			2011			Variación 11 / 10
		1º Tr.	2º Tr.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	Acum	
<b>UPSTREAM</b>								
<b>PRODUCCION DE HIDROCARBUROS</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>550</b>	<b>556</b>	<b>551</b>	<b>524</b>	<b>446</b>	<b>485</b>	<b>-12,0%</b>
<b>Producción de Líquidos</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>308</b>	<b>298</b>	<b>303</b>	<b>297</b>	<b>229</b>	<b>263</b>	<b>-13,3%</b>
Argentina	K Bep/día	306	297	301	295	228	261	-13,3%
Resto del Mundo	K Bep/día	2	2	2	2	1	2	-23,9%
<b>Producción de Gas Natural</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>242</b>	<b>258</b>	<b>248</b>	<b>227</b>	<b>217</b>	<b>222</b>	<b>-10,5%</b>
Argentina	K Bep/día	242	258	248	227	217	222	-10,4%
Resto del Mundo	K Bep/día	0	0	0	1	0	1	21,7%
<b>DOWNSTREAM</b>								
<b>CRUDO PROCESADO</b>	<b>M tep</b>	<b>4,0</b>	<b>3,7</b>	<b>7,7</b>	<b>3,7</b>	<b>3,5</b>	<b>7,2</b>	<b>-6,2%</b>
<b>VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS (*)</b>	<b>Kt</b>	<b>3.483</b>	<b>3.387</b>	<b>6.870</b>	<b>3.504</b>	<b>3.403</b>	<b>6.907</b>	<b>0,5%</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>Kt</b>	<b>2.687</b>	<b>2.754</b>	<b>5.440</b>	<b>2.936</b>	<b>2.869</b>	<b>5.805</b>	<b>6,7%</b>
Productos claros	Kt	2.285	2.267	4.552	2.482	2.438	4.921	8,1%
Otros productos	Kt	402	487	889	454	431	884	-0,5%
<b>Resto Ventas Mercado Nacional</b>	<b>Kt</b>	<b>325</b>	<b>261</b>	<b>585</b>	<b>277</b>	<b>272</b>	<b>549</b>	<b>-6,2%</b>
Productos claros	Kt	175	123	299	122	138	260	-13,1%
Otros productos	Kt	149	137	286	155	134	289	1,0%
<b>Exportaciones</b>	<b>Kt</b>	<b>472</b>	<b>373</b>	<b>845</b>	<b>291</b>	<b>263</b>	<b>554</b>	<b>-34,5%</b>
Productos claros	Kt	104	106	210	115	102	217	3,2%
Otros productos	Kt	368	266	634	176	161	336	-46,9%
<b>QUÍMICA</b>								
<b>VENTAS PROD. PETROQUIMICOS</b>	<b>Kt</b>	<b>309</b>	<b>325</b>	<b>634</b>	<b>325</b>	<b>420</b>	<b>745</b>	<b>17,5%</b>
Básica	Kt	50	42	93	53	53	107	14,9%
Derivada	Kt	258	283	541	272	367	638	18,0%
<b>GLP</b>								
<b>GLP comercializado (**)</b>	<b>Kt</b>	<b>124</b>	<b>103</b>	<b>227</b>	<b>109</b>	<b>117</b>	<b>226</b>	<b>-0,6%</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

(\*\*) Incluye 50% Refinor

Este documento no constituye una oferta o invitación para adquirir o suscribir acciones, de acuerdo con lo establecido en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y en su normativa de desarrollo. Asimismo, este documento no constituye una oferta de compra, de venta o de canje ni una solicitud de una oferta de compra, de venta o de canje de títulos valores en ninguna otra jurisdicción.

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, gastos de capital, 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, en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y en el resto de autoridades supervisoras de los mercados en los que se negocian los valores emitidos por Repsol YPF y/o sus filiales..

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.

La información incluida en este documento no ha sido verificada ni revisada por los auditores externos de Repsol YPF.