

Resultados 3T 2011



REPSOL

Madrid, 10 de noviembre de 2011

ÍNDICE:

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

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/3T10	RESULTADOS TERCER TRIMESTRE 2011	Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
RESULTADO CONTABLE A CCS (M€)							
1.102	1.017	1.255	13,9	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	3.738	3.655	-2,2
478	526	486	1,7	RESULTADO NETO CCS	1.568	1.640	4,6
INDICADORES PROFORMA A CCS (M€)							
1.137	963	1.202	5,7	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	3.659	3.562	-2,7
502	485	429	-14,5	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	1.533	1.568	2,3
RESULTADO CONTABLE (M€)							
1.056	1.111	1.380	30,7	RESULTADO DE EXPLOTACION	4.060	4.102	1,0
448	579	557	24,3	RESULTADO NETO	1.786	1.901	6,4
INDICADORES PROFORMA (M€)							
1.091	1.057	1.327	21,6	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	3.981	4.009	0,7
472	538	500	5,9	RESULTADO NETO RECURRENTE	1.751	1.829	4,5
BENEFICIO POR ACCIÓN							
0,37	0,47	0,46	24,3	Euros por acción	1,46	1,56	6,8
0,50	0,69	0,62	24,0	Dólares por acción	2,00	2,10	5,0

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2011

- El **resultado de explotación recurrente a CCS** ha alcanzado 1.202 M€, superior en un 5,7% al del mismo trimestre del año anterior. El incremento se explica principalmente por los mayores precios de realización de crudo y gas y los menores costes exploratorios, los mayores márgenes y volúmenes en la comercialización de GNL y los mayores precios y volúmenes en las estaciones de servicio en Argentina. Lo anterior ha sido parcialmente compensado por los menores resultados de Downstream.
- El **resultado neto recurrente a CCS** alcanzó los 429 M€ en el período, descendiendo un 14,5%, a pesar del aumento de resultado operativo, debido al mayor gasto financiero, (fundamentalmente como consecuencia de las posiciones por tipo de cambio), y al incremento de los minoritarios como consecuencia de las desinversiones realizadas en YPF.
- La producción de Upstream en este trimestre alcanzó los 283 Kbp/d, un 18,2% inferior a la del mismo período de 2010. La disminución se explica principalmente por la suspensión de las operaciones en Libia y por las paradas de mantenimiento en los campos de bpTT en Trinidad y Tobago. La producción en Libia ya ha sido reiniciada. La producción en el GdM, afectada en pasados trimestres por los efectos de la moratoria impuesta en 2010 a la perforación en la zona, ya está prácticamente regularizada en el trimestre, alcanzando una media de 28 Kbp/d. A pesar de estas caídas por hechos específicos, mantenemos en 300 kbp/d la guía de producción media del año, sin considerar recuperación alguna por Libia. Asimismo, mantenemos los crecimientos de producción indicados en nuestro Plan Estratégico.
- El resultado de YPF se ha incrementado con respecto a los niveles del 3T10, impulsado principalmente por los mayores precios y volúmenes de venta de productos petrolíferos en el mercado local, a pesar del descenso de la producción, que alcanzó los 499 Kbp/d. La menor producción de crudo del trimestre es, en su mayor medida, aún atribuible al efecto de los conflictos sociales acaecidos durante el trimestre anterior. Se ha completado la primera etapa de desarrollo de hidrocarburos no convencionales en la zona de Loma La Lata Norte con 15 pozos verticales. Esta etapa comprende un área de 428 km² con recursos técnicamente recuperables de 927 MBoes y permite tener a la fecha en la zona producciones de alrededor de 5 kbp/d.
- La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** al final del tercer trimestre 2011 se situó en 2.909 M€, superior en 910 M€ a la de cierre del primer semestre 2011, destacando en el período el pago del dividendo complementario del ejercicio 2010 por importe de 641 millones de euros. 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 8,4% y en el 17,0% considerando las acciones preferentes.

1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/3T10		Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
311	316	400	28,6	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.042	1.206	15,7
310	293	322	3,9	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.112	1.105	-0,6
143	100	99	-30,8	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	148	110	-25,8
1.140	1.099	1.033	-9,4	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.110	1.075	-3,2
346	296	283	-18,2	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	345	301	-12,8
359	353	358	-0,3	INVERSIONES (M€)	726	1.148	58,1
149	103	43	-71,1	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	346	199	-42,5
3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/3T10	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
76,9	117,0	113,4	47,5	Brent (\$/Bbl)	77,1	111,9	45,1
76,2	102,3	89,5	17,5	WTI (\$/Bbl)	77,7	95,5	22,9
4,4	4,3	4,2	-4,5	Henry Hub (\$/MBtu)	4,6	4,2	-8,7
3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/3T10	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
70,6	86,1	83,2	17,8	CRUDO (\$/Bbl)	71,5	83,5	16,8
2,7	3,5	3,8	40,7	GAS (\$/Miles scf)	2,7	3,5	29,6

(*) 1.000 Mcf/d = 28,32 Mm³/d = 0,178 Mbep/d

El **resultado de explotación recurrente** en el tercer trimestre de 2011 ascendió a 322 M€ lo que representa un aumento del 3,9% frente al tercer trimestre de 2010.

El aumento del resultado ha sido debido a los mayores precios de realización y menores costes exploratorios. La suspensión de la producción en Libia ha supuesto un menor resultado de 169 M€ en la comparación 3T10 vs 3T11. La variación total del resultado entre trimestres se explica como sigue:

- Los precios de realización de crudo y gas han aumentado en el trimestre, a pesar, en el caso del gas, de la disminución del HH. El efecto del aumento de precios, neto del efecto de regalías, ha tenido un impacto positivo de 187 M€.
- El menor volumen de producción, en especial de líquidos, neto de las menores amortizaciones, ha tenido un efecto negativo de 246 M€.
- Los menores costes exploratorios, consecuencia de que, mientras que en el 3T10 se amortizaron pozos de alto impacto como Malbec y Asterix (ambos en Brasil), en el trimestre actual no se ha amortizado ningún sondeo. Los menores costes han tenido un impacto positivo de 103 M€.
- La depreciación del dólar frente al euro ha supuesto un menor resultado de 39 M€.
- Otras variaciones menores explican el resto de los efectos.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 283 Kbp/d, un 18,2% 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), la dilución de la participación en Brasil y, en gas, por una mayor actividad de mantenimiento en Trinidad y Tobago. Estos efectos negativos han sido parcialmente compensados por incrementos en la producción de Perú por entrega de gas a Peru LNG y aumento de la demanda local así como 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. Merece la pena destacar la puesta en marcha de la producción de Repsol en Libia durante el mes de octubre, así como la recuperación de los niveles de plateau en la producción de Shenzi (Estados Unidos), habiéndose ya normalizado la situación tras los efectos de la moratoria en el GdM.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** acumulado a septiembre del año 2011 ha ascendido a 1.105 M€, en línea con el del mismo período de 2010. Los mayores precios internacionales de crudo y gas en el período junto con el menor coste exploratorio han atenuado el efecto de la menor producción en el período y de la depreciación del dólar frente al euro.

La producción acumulada a septiembre del año 2011 (301 Kbp/d) ha sido un 12,8% inferior a la del mismo período del año 2010 (345 Kbp/d) principalmente por la menor producción de líquidos en Libia.

Inversiones

Las **inversiones** del tercer trimestre de 2011 en el área de Upstream han alcanzado 358 M€. Las inversiones en desarrollo representaron un 51% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Bolivia (20%), Brasil (18%), Estados Unidos (17%), Trinidad y Tobago (16%), Perú (11%) y Venezuela (9%). Las inversiones en exploración representaron un 44% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Kurdistan, Brasil, EE.UU. y Liberia.

En los nueve primeros meses del año 2011 las inversiones en Upstream ascendieron a 1.148 M€, un 58,1% superiores a las del ejercicio 2010. La inversión en desarrollo representó el 48% del total y se realizaron principalmente en Estados Unidos (22%), Bolivia (17%), Brasil (13%), Trinidad y Tobago (12%), Venezuela (12%) y Perú (10%). Las inversiones en exploración representaron un 45% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Estados Unidos (48%) y Brasil (22%).

1.2.- GNL
Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/3T10		Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
48	53	108	125,0	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	59	276	367,8
47	53	108	129,8	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	94	276	193,6
44,1	48,1	54,3	23,1	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	34,8	49,2	41,4
67,9	97,9	102,3	50,7	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	174,4	332,8	90,8
5	5	4	-20,0	INVERSIONES (M€)	54	11	-79,6

1 TBtu= 1.000.000 MBtu
 1 bcm= 1.000 Mm³= 39,683 TBtu

El **resultado de explotación recurrente** en el tercer trimestre del 2011 se situó en 108 M€ frente a los 47 M€ del mismo período del año anterior.

Los resultados del tercer trimestre de 2011 se han incrementado fundamentalmente por los mayores volúmenes y márgenes de comercialización de GNL.

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente acumulado a septiembre de 2011 ha ascendido a 276 M€, registrando un aumento del 193,6% 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.

Inversiones

Las inversiones acumuladas a septiembre 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 se concluyó la inversión en el tercer tanque de Canaport y en la actualidad sólo se realizan inversiones de mantenimiento.

1.3.- DOWNSTREAM
Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/3T10		Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
251	217	216	-13,9	RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	811	650	-19,9
258	224	219	-15,1	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	813	659	-18,9
3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/3T10		Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
205	311	341	66,3	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.133	1.097	-3,2
212	318	344	62,3	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE (M€)	1.135	1.106	-2,6
10.217	9.458	9.834	-3,7	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	28.740	28.543	-0,7
669	666	671	0,3	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	1.917	2.047	6,7
666	690	723	8,6	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	2.255	2.262	0,3
415	364	415	0,0	INVERSIONES (M€)	1.147	1.067	-7,0
3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/3T10	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
1,5	2,1	1,6	6,7	España	2,3	1,9	-17,4

El resultado de explotación recurrente a CCS se situó en 219 M€, un 15,1% inferior al del mismo trimestre de 2010.

La disminución de 39 M€ del resultado de explotación recurrente a CCS del tercer trimestre de 2011 frente al mismo período de 2010 se explica por los siguientes efectos:

- La debilidad del margen de refino, lastrado por los altos costes energéticos a pesar de la apertura de los diferenciales del diesel y de los crudos ligeros y pesados, y el menor crudo procesado, como consecuencia de los bajos márgenes y de la parada de la refinería de Cartagena para hacer las conexiones encaminadas a su puesta en marcha, han causado un menor resultado del negocio de **Refino** de 42 M€.
- El negocio de **Química** ha sufrido un deterioro de los márgenes, alcanzando un resultado ligeramente positivo en el trimestre. En la comparación con el mismo trimestre del año anterior, esto ha supuesto un menor resultado de 36 M€.
- Los negocios de **Marketing** y **GLP** presentan un equilibrio con respecto a los niveles del año anterior.

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente a CCS acumulado a septiembre de 2011, ha sido de 659 M€, un 18,9% inferior a los 813 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 en el primer semestre del año y de los mejores resultados de la división de Trading.

Inversiones

Las **inversiones** en el área de Downstream en el tercer trimestre de 2011 fueron de 415 M€. Las inversiones en el acumulado a septiembre de 2011 ascendieron a 1.067 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 en su fase final de inversión. Actualmente el proyecto de ampliación y conversión de Cartagena ya está operativo.

1.4.- YPF
Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/3T10		Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
374	218	407	8,8	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.205	1.008	-16,3
393	256	430	9,4	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.254	1.078	-14,0
292	229	273	-6,5	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	299	266	-11,0
1.456	1.221	1.266	-13,0	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.414	1.254	-11,3
551	446	499	-9,4	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	551	490	-11,1
3.634	3.403	3.756	3,4	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (Miles de toneladas)	10.504	10.663	1,5
437	420	474	8,5	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS (Miles de toneladas)	1.071	1.219	13,8
82	117	115	40,2	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	309	340	10,0
397	439	477	20,2	INVERSIONES (M€)	994	1.218	22,6
3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/3T10	INDICADORES	Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
50,4	56,8	60,9	20,8	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE CRUDO AL MERCADO LOCAL (\$/Bbl)	48,5	57,2	17,9
1,6	2,0	1,9	11,8	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE GAS (**) (\$/Miles scf)	2,0	2,2	10,0

(*) 1.000 Mcf/d = 28,32 Mm³/d = 0,178 Mbep/d
 (**) Neto de retenciones y no incluye ventas al Downstream

El **resultado de explotación recurrente** alcanzó 430 M€ en el tercer trimestre de 2011 frente a 393 M€ en el tercer trimestre de 2010.

El crecimiento del resultado de YPF se debe principalmente a los mayores precios de los combustibles y los mayores volúmenes de ventas en el mercado local que pudieron paliar los efectos negativos de la menor producción y del incremento de costes.

A continuación se ofrece un detalle de las variaciones en el resultado:

- El incremento de precios de combustibles en dólares en el mercado doméstico ha tenido un impacto positivo en el resultado de 229 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 193 M€.
- Con la finalización de las huelgas en las provincias de Santa Cruz y Chubut al comienzo del 3T11, la producción de crudo se fue recuperando de forma progresiva. A pesar de ello y con el objeto de seguir abasteciendo la demanda creciente en el mercado local fue necesario continuar con los mayores volúmenes de compras a terceros. El efecto de lo anterior es un menor resultado operativo de 183 M€.
- El incremento anual en dólares del 25% en los costes operativos, por inflación de precios en servicios y salarios, ha supuesto un menor resultado de 167 M€.
- Otros efectos, como el efecto del tipo de cambio, explican el resto de las variaciones.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 499 Kbe/d, un 9,4% inferior a la del mismo período del año anterior, por no haber alcanzado aún niveles normalizados tras las huelgas del anterior trimestre, así como por el declino natural de los campos. El descenso ha sido del 13,0% en gas y 6,5% en líquidos.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** acumulado a septiembre de 2011 ascendió a 1.078 M€, un 14,0% 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 acumulado del año, la producción ha sido de 490 Kbp/d con un descenso del 11,1% frente al mismo periodo del año anterior. El descenso ha sido del 11,3% en gas y 11,0% en líquidos. Las huelgas tuvieron un impacto de 26,4 Kbp/d en la producción de líquidos y de 7,2 Kbp/d en la producción de gas del período. Aislado este efecto, la caída de producción de crudo hubiese sido del 2,0%.

Inversiones

Las inversiones del tercer trimestre de 2011 en YPF han alcanzado 477 M€, de los cuales 330 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 84% de las inversiones en E&P se ha destinado a proyectos de desarrollo.

Durante los nueve primeros meses de 2011 las inversiones alcanzaron 1.218 M€, de los cuales 912 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 77% de las inversiones en E&P se destinó a proyectos de desarrollo.

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

3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/3T10		Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
198	265	200	1,0	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	749	712	-4,9
198	188	199	0,5	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	635	636	0,2
155	336	310	100,0	INVERSIONES (M€)	421	716	70,1

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del tercer trimestre de 2011 ascendió a 199 M€, frente a los 198 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 0,5%. Esto se debe a que compensa el mejor resultado de distribución de electricidad en España y los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas, con un menor resultado de la comercialización de electricidad en España y la ausencia de resultados de las desinversiones realizadas en 2010 y en 2011.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** acumulado a septiembre del año 2011 está en línea 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 tercer trimestre y acumuladas hasta septiembre de 2011 han alcanzado 310 M€ y 716 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 tercer trimestre de 2011 se registró un resultado recurrente negativo de 76 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 tercer 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	2T11	3T11	% Variación	Ene-Sep 11
			3T11/2T11	
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	2.180	1.999	-8,3	1.697
EBITDA	-1.631	-1.864	14,3	-5.606
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	300	252	-16,0	1.507
INVERSIONES (1)	1.184	1.442	21,8	3.661
DESINVERSIONES (1)	-10	-12	20,0	-44
ENAJENACIÓN PARTICIPACIONES EN SOCIEDADES SIN PERDIDA DE CONTROL (2)	-949	-57	-94,0	-2.327
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	157	642	308,9	1.443
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	23	-133	-	143
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	592	351	-40,7	1.265
CANCELACIÓN PREFERENTE AMERICANA	-	-	-	535
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	153	289	88,9	635
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	1.999	2.909	45,5	2.909
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	5.003	5.911	18,1	5.911
Ratio de endeudamiento				
CAPITAL EMPLEADO (M€)	31.988	34.697	8,5	34.697
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	6,2	8,4	35,5	8,4
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	15,6	17,0	8,9	17,0
ROACE antes de no recurrentes (%)	8,0	8,8	10,0	9,5

(1) En el tercer trimestre 2011 existen inversiones de carácter financiero por importe de 2 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 10 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) Corresponde a la venta de acciones de YPF en el periodo. En el segundo trimestre de 2011 se concedió un préstamo financiero al Grupo Petersen (626 M\$) por el 48% del importe correspondiente a la ejecución de la opción de compra del 10% de participación de YPF.

La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** al final del tercer trimestre 2011 se situó en 2.909 M€, incrementándose respecto al cierre del primer semestre en 910 M€, destacando en el trimestre el desembolso del dividendo complementario del ejercicio 2010 por importe de 641 M€. Adicionalmente, cabe resaltar un incremento del Ebitda del 14,3% respecto al trimestre anterior.

Repsol mantiene una sólida posición financiera que se refleja en un ratio de deuda neta sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, del 8,4%. Considerando las acciones preferentes el ratio se sitúa en el 17,0%.

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/ 3T10	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO EX GNF	Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
-94	-54	-73	-22,3	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-281	-201	-28,5
26	47	-118	-	RESULTADO DE POSICIONES	35	-87	-
-35	-36	-13	-62,9	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-115	-94	-18,3
34	40	43	26,5	INTERCALARIOS	94	118	25,5
-55	-50	-54	-1,8	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-155	-155	0,0
-124	-53	-215	73,4	TOTAL	-422	-419	-0,7

El **gasto financiero neto acumulado** a cierre de septiembre 2011 del Grupo ex Gas Natural Fenosa se situó en 419 M€, frente a los 422 M€ del mismo periodo del ejercicio anterior, destacando los siguientes aspectos:

- **Intereses netos:** Menor gasto de 80 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:** Menor resultado que se origina principalmente por la fuerte variación en los tipos de cambio producida sobre todo en el tercer trimestre 2011: apreciación del tipo de cambio de cierre del trimestre del USD frente al EUR que incide negativamente en las posiciones pasivas mantenidas en USD, depreciación del BRL vs USD afectando a las posiciones activas en esta moneda y, compensando parcialmente estos efectos, un impacto positivo de la depreciación del ARS frente al USD.
- **Intereses intercalarios:** mayor ingreso de 24 M€, principalmente por activación de intereses asociados a la financiación de los proyectos de mejora de las refinerías de Cartagena y Bilbao.

3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS

3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo efectivo del Impuesto sobre Sociedades para el tercer trimestre de 2011 ha sido del 39,3%, con un gasto por impuesto devengado de 433 M€. Para el resultado acumulado a septiembre, el tipo impositivo efectivo ha sido del 38,8% prácticamente en línea con el tipo del 39% estimado para el año 2011.

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/3T10	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
4,1	-6,4	4,0	-2,4	UPSTREAM	9,8	3,1	-68,4
-1,8	10,7	10,8	-	GNL	16,0	28,6	78,8
7,6	7,8	3,4	-55,3	DOWNSTREAM	24,3	17,7	-27,2
3,2	1,0	0,8	-75,0	YPF	3,9	3,9	0,0
0,5	1,0	0,0	-100,0	Gas Natural Fenosa	1,6	1,7	6,3
13,6	14,1	19,0	39,7	TOTAL	55,6	55,0	-1,1

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el tercer trimestre de 2011 a 19 M€ frente a los 14 M€ del año anterior.

La variación entre trimestres se debe principalmente al área de GNL, donde se registran mejores resultados debido a la puesta en marcha de Perú LNG.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el tercer trimestre de 2011 ascendió a 138 M€ frente a 56 M€ del tercer 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 84,01% en 3T10, del 57,94% en 2T11 y del 57,43% en 3T11, descendiendo como consecuencia de las sucesivas desinversiones de Repsol en YPF.

4.- HECHOS DESTACADOS

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

En **Upstream**, el 4 de Noviembre de 2011, Repsol Sinopec Brasil y su socio Petrobras han realizado un nuevo descubrimiento offshore de gas en el postsal brasileño. El hallazgo se encuentra a 135 kilómetros de la ciudad de Vitoria, en la Cuenca de Espíritu Santo. El pozo, conocido como Malombe, ha sido perforado en el sureste del Campo Peroá, bajo una lámina de agua de 980 metros. El descubrimiento ha sido confirmado tras diversas pruebas que han permitido detectar gas a una profundidad de 2.600 metros.

En **Downstream**, el 20 de Octubre de 2011, de acuerdo con su estrategia de desinversión de activos de downstream no integrados en Latinoamérica, Repsol vende su negocio de GLP en Brasil por 20 millones de euros a la compañía Ultragaz, líder del sector de GLP en Brasil y filial del grupo brasileño Ultrapar. La operación supone para Repsol una plusvalía neta estimada de 10 millones de euros. La compañía destinará todo su esfuerzo inversor en el país en las actividades de exploración y producción de Repsol Sinopec Brasil.

El 13 de Octubre de 2011, tuvo lugar un encuentro con analistas e inversores en el Complejo Industrial de la Compañía en Cartagena, en el que se realizó una presentación informativa de los dos grandes proyectos de refino de Repsol YPF en España (Cartagena y Bilbao). La grabación del acto completo de dicha presentación está a disposición de los inversores y de cualquier persona interesada en www.repsol.com durante un plazo no inferior a 1 mes.

El 8 de Noviembre de 2011 Repsol ha llegado a un acuerdo con la compañía surcoreana SK Lubricants (SKL) para la construcción de una planta de producción de bases lubricantes de grupo 3 y su comercialización en Europa. Las bases de grupo 3 se utilizan para la producción de aceites lubricantes de última generación, idóneos para los motores Euro VI que serán obligatorios en Europa a partir de 2014, y contribuyen a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Con una inversión total estimada que supera los 250 millones de euros, la producción de la nueva planta se destinará fundamentalmente a Europa, disminuyendo la dependencia que este mercado tiene de las importaciones.

En **YPF**, el Directorio de la Sociedad en su reunión celebrada el día 2 de noviembre, de acuerdo a las facultades que le ha otorgado la Asamblea Ordinaria de Accionistas del 26 de abril de 2011, ha decidido el pago de un dividendo de 7,15 pesos por acción o ADR sin distinción de clases accionarias, el cual será puesto a disposición de los accionistas el día 14 de noviembre de 2011, o en la fecha posterior que resulte por la aplicación de normas que rijan en las jurisdicciones donde cotiza la acción de la sociedad.

El 7 de noviembre, YPF ha confirmado el mayor descubrimiento de petróleo de su historia, con los primeros resultados exploratorios de su participación en uno de los reservorios de hidrocarburos no convencionales más grandes del mundo, denominado Vaca Muerta, en la provincia argentina de Neuquén. La compañía ha confirmado un volumen de recursos recuperables de 927 millones de barriles equivalentes de petróleo de hidrocarburos no convencionales, de los que 741 millones de barriles corresponden a petróleo crudo de alta calidad (40-45° API) y el resto a gas, en una superficie de 428 km² en el área Loma La Lata Norte, en la provincia de Neuquén. En concreto, se han perforado y puesto en producción 15 pozos verticales con un volumen total de producción de alrededor de 5.000 barriles de petróleo equivalente diarios. Asimismo, se han iniciado labores exploratorias en otra área productiva de 502 km² de la misma formación Vaca Muerta. Los pozos perforados en esta zona alcanzan volúmenes de producción similares a los de la zona previamente mencionada, con una alta calidad (35° API). Esta nueva área abre una expectativa de grandes volúmenes para desarrollar en el futuro, una vez que se realicen los estudios correspondientes y finalicen los trabajos preliminares necesarios para cuantificar los recursos.

En la **Corporación**, el 14 de Octubre 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 15º del Orden del Día, Repsol YPF, S.A. ha puesto en marcha el Plan de Adquisición de Acciones 2011 (el "Plan") dirigido a los empleados del Grupo Repsol YPF en España con contrato laboral indefinido que cumplan con los requisitos establecidos en sus condiciones generales y que voluntariamente decidan acogerse al Plan. Este Plan permite a sus beneficiarios recibir parte de su retribución correspondiente al ejercicio 2011 en acciones de Repsol YPF, S.A. con un límite máximo anual de 12.000 euros. El Plan se iniciará el día 1 de octubre de 2011 y finalizará el 31 de diciembre de 2011. La entrega de acciones a los beneficiarios se realizará con carácter mensual.

El 29 de Agosto Sacyr y Vallehermoso titular, de forma indirecta, de una participación del 20,01% del capital social de Repsol YPF, S.A (la "Sociedad"). y Petróleos Mexicanos y P.M.I. Holdings, B.V. (el "Grupo Pemex") titular, de forma directa o indirecta de una participación y de derechos de voto del 4,87% de la Sociedad han suscrito un pacto parasocial relativo a la Sociedad que tiene por objeto, entre otros aspectos, (a) la regulación del ejercicio de los derechos de voto de Sacyr y Vallehermoso y del Grupo Pemex (los "Accionistas"), de manera sindicada, así como (b) el establecimiento de determinadas condiciones a la libre transmisión de las acciones por los Accionistas.

El 28 de Septiembre de 2011, el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. acordó manifestar al Presidente y Alta Dirección la total confianza del Consejo en la gestión que se viene llevando a cabo por el management y alta dirección de la Compañía y su Grupo, destacar la importancia de preservar la independencia de Repsol y el desarrollo de su propia estrategia en interés de todos los accionistas, ratificar todas las actuaciones realizadas por los consejeros ejecutivos y la alta dirección de Repsol en relación con el Acuerdo de Accionistas suscrito entre el Grupo Pemex y Sacyr Vallehermoso, instar a Pemex y a Sacyr Vallehermoso a dejar sin efecto el Acuerdo de Accionistas, estudiar una reforma del Gobierno Corporativo de Repsol para reforzar las medidas de protección del interés social de la Compañía en casos de conflictos de interés y la independencia del Consejo, modificar la redacción de los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración, con el propósito de reforzar, con carácter de urgencia, los mecanismos de protección del interés social de Repsol YPF ante dos situaciones de conflicto de interés especialmente relevantes (designación de un competidor como Consejero y aprobación de operaciones vinculadas), encomendar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones la realización de un completo análisis en Derecho de la situación de competencia y posible conflicto de interés permanente que pueda derivarse del acuerdo de accionistas y de las circunstancias concurrentes con el mismo, así como de todas las consecuencias legales que se deriven de ello, y de las correspondientes medidas a adoptar por la Compañía, encomendar a los Consejeros Independientes, bajo la dirección del Consejero Independiente Coordinador, el análisis del Acuerdo de Accionistas, con objeto de determinar los riesgos, daños y perjuicios que el mismo pueda ocasionar a Repsol y las responsabilidades derivadas de ello, y entablar acciones para preservar el interés social y dar instrucciones a los servicios de la Compañía para que adopten cuantas medidas y acciones en Derecho sean necesarias en defensa del interés social

El 26 de octubre, Repsol YPF, S.A. recibió una comunicación de su accionista Sacyr Vallehermoso solicitando la sustitución en el Consejo de Administración de Repsol YPF de D. Luis del Rivero Asensio por D. Manuel Manrique Cecilia, actual Presidente del Grupo Sacyr Vallehermoso. En dicha comunicación se informa que "D. Luis del Rivero ha dejado de representar a Sacyr Vallehermoso S.A. en el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A., y que carece de cualquier tipo de poderes o facultades para actuar en nombre de Sacyr Vallehermoso, S.A.". Ante esta petición, y la negativa del Sr. del Rivero a renunciar a su cargo de Consejero Externo Dominical, el Consejo de Administración de Repsol YPF ha aprobado, con el informe previo favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, su cese como Vicepresidente del Consejo y miembro de su Comisión Delegada. Asimismo, el Consejo de Administración ha instado al Sr. del Rivero al cumplimiento del artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, que obliga a los Consejeros Dominicales a poner su cargo a disposición del Consejo y, si éste lo considera conveniente, a formalizar la correspondiente dimisión, cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. Igualmente, el Consejo de Administración ha acordado, con el informe previo favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el nombramiento de D. Juan Abelló Gallo como Vicepresidente del Consejo y miembro de la Comisión Delegada, en sustitución del Sr. del Rivero. Asimismo, el Consejo de Administración ha sido informado del nombramiento de D. José Manuel Carrera Panizzo como representante del Consejero Pemex Internacional España S.A. en sustitución D. Juan José Suárez Coppel.

Madrid, 10 de noviembre de 2011

Relación con Inversores
E-mail: inversores@repsolypf.com
Website: www.repsol.com

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

Hoy 10 de noviembre de 2011 a las 13:00 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 tercer 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). La grabación del acto completo de la misma estará a disposición de los inversores y de cualquier persona interesada en www.repsol.com durante un plazo no inferior a 1 mes.

TABLAS



RESULTADOS 3^{er} 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-SEPTIEMBRE	
	3T10	2T11	3T11	2010	2011
EBITDA	2.198	1.955	2.210	7.067	6.683
Resultado de explotación.....	1.056	1.111	1.380	4.060	4.102
Resultado financiero.....	(192)	(127)	(278)	(659)	(630)
Resultado antes de impuestos y participadas	864	984	1.102	3.401	3.472
Impuesto sobre beneficios.....	(376)	(358)	(433)	(1.480)	(1.345)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	14	14	19	56	55
Resultado consolidado del periodo	502	640	688	1.977	2.182
RESULTADO ATRIBUIDO A:					
Intereses minoritarios	54	61	131	191	281
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	448	579	557	1.786	1.901
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
* Euros/acción	0,37	0,47	0,46	1,46	1,56
* \$/ADR	0,50	0,69	0,62	2,00	2,10

(*) 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 1.220.863.463 durante el 2010, de 1.220.265.777 durante el 2011.

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

1,365 dólares por euro en 3T10
 1,445 dólares por euro en 2T11
 1,350 dólares por euro en 3T11

RESULTADOS DE REPSOL YPF AJUSTADOS POR NO RECURRENTE

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	TERCER TRIMESTRE 2010			ENERO-SEPTIEMBRE 2010		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	1.056	35	1.091	4.060	(79)	3.981
Upstream.....	311	(1)	310	1.042	70	1.112
GNL.....	48	(1)	47	59	35	94
Downstream.....	205	7	212	1.133	2	1.135
YPF.....	374	19	393	1.205	49	1.254
Gas Natural Fenosa.....	198	-	198	749	(114)	635
Corporación y ajustes.....	(80)	11	(69)	(128)	(121)	(249)
Resultado financiero.....	(192)	-	(192)	(659)	15	(644)
Resultado antes de impuestos y participadas	864	35	899	3.401	(64)	3.337
Impuesto sobre beneficios.....	(376)	(9)	(385)	(1.480)	19	(1.461)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	14	-	14	56	-	56
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del periodo.....	502	26	528	1.977	(45)	1.932

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	54	2	56	191	(10)	181
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	448	24	472	1.786	(35)	1.751

	SEGUNDO TRIMESTRE 2011			ENERO - JUNIO 2011		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	1.111	(54)	1.057	2.722	(40)	2.682
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)
Resultado financiero.....	(127)	-	(127)	(352)	16	(336)
Resultado antes de impuestos y participadas	984	(54)	930	2.370	(24)	2.346
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	-	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del periodo.....	640	(25)	615	1.494	2	1.496

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	61	16	77	150	17	167
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	579	(41)	538	1.344	(15)	1.329

	TERCER TRIMESTRE 2011			ENERO - SEPTIEMBRE 2011		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	1.380	(53)	1.327	4.102	(93)	4.009
Upstream.....	400	(78)	322	1.206	(101)	1.105
GNL.....	108	-	108	276	-	276
Downstream.....	341	3	344	1.097	9	1.106
YPF.....	407	23	430	1.008	70	1.078
Gas Natural Fenosa.....	200	(1)	199	712	(76)	636
Corporación y ajustes.....	(76)	-	(76)	(197)	5	(192)
Resultado financiero.....	(278)	(27)	(305)	(630)	(11)	(641)
Resultado antes de impuestos y participadas	1.102	(80)	1.022	3.472	(104)	3.368
Impuesto sobre beneficios.....	(433)	30	(403)	(1.345)	56	(1.289)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	19	-	19	55	-	55
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del periodo.....	688	(50)	638	2.182	(48)	2.134

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	131	7	138	281	24	305
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	557	(57)	500	1.901	(72)	1.829

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-SEPTIEMBRE	
	3T10	2T11	3T11	2010	2011
Upstream	986	876	849	2.997	2.730
Norteamérica y Brasil	209	245	227	663	673
Norte de África	233	38	27	749	280
Resto del Mundo	557	612	612	1.626	1.829
Ajustes	(13)	(19)	(17)	(41)	(52)
GNL	297	673	587	891	1.963
Downstream	9.477	10.247	10.468	27.425	31.021
Europa	8.737	9.898	10.150	25.288	30.043
Resto del Mundo	1.246	1.033	1.090	3.665	3.049
Ajustes	(506)	(684)	(772)	(1.528)	(2.071)
YPF	2.849	2.574	2.914	8.218	8.098
Gas Natural Fenosa	1.502	1.584	1.566	4.494	4.790
Corporación y ajustes	(433)	(306)	(345)	(1.030)	(1.078)
TOTAL	14.678	15.648	16.039	42.995	47.524

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-SEPTIEMBRE	
	3T10	2T11	3T11	2010	2011
Upstream	311	316	400	1.042	1.206
Norteamérica y Brasil	(31)	115	104	34	305
Norte de África	175	(34)	(6)	557	122
Resto del Mundo	167	235	302	451	779
GNL	48	53	108	59	276
Downstream	205	311	341	1.133	1.097
Europa	154	255	274	986	908
Resto del Mundo	51	56	67	147	189
YPF	374	218	407	1.205	1.008
Gas Natural Fenosa	198	265	200	749	712
Corporación y ajustes	(80)	(52)	(76)	(128)	(197)
TOTAL	1.056	1.111	1.380	4.060	4.102

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-SEPTIEMBRE	
	3T10	2T11	3T11	2010	2011
Upstream	613	497	478	1.894	1.629
Norteamérica y Brasil	142	161	173	463	485
Norte de África	196	8	1	612	184
Resto del Mundo	275	328	304	819	960
GNL	87	94	151	201	402
Downstream	369	478	505	1.551	1.563
Europa	299	411	424	1.355	1.337
Resto del Mundo	70	67	81	196	226
YPF	834	600	789	2.518	2.158
Gas Natural Fenosa	356	325	346	1.086	1.077
Corporación y ajustes	(61)	(39)	(59)	(183)	(146)
TOTAL	2.198	1.955	2.210	7.067	6.683

**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-SEPTIEMBRE	
	3T10	2T11	3T11	2010	2011
Upstream	359	353	358	726	1.148
Norteamérica y Brasil	168	171	141	335	607
Norte de África	55	33	4	81	51
Resto del Mundo	136	149	213	310	490
GNL	5	5	4	54	11
Downstream	415	364	415	1.147	1.067
Europa	389	347	395	1.062	1.015
Resto del Mundo	26	17	20	85	52
YPF	397	439	477	994	1.218
Gas Natural Fenosa	155	336	310	421	716
Corporación y ajustes	15	57	48	42	113
TOTAL	1.346	1.554	1.612	3.384	4.273

BALANCE DE SITUACIÓN COMPARATIVO DE REPSOL YPF

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

	DICIEMBRE	SEPTIEMBRE
	2010	2011
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	4.617	4.547
Otro inmovilizado intangible	2.836	3.009
Inmovilizado material	33.585	34.360
Inversiones inmobiliarias	26	26
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	585	673
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.639	2.204
Otros	150	122
Activos por impuestos diferidos	1.993	1.999
Otros activos no corrientes.....	322	292
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	340	144
Existencias	5.837	6.574
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	8.569	9.149
Otros activos financieros corrientes	684	974
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	6.448	4.617
TOTAL ACTIVO	67.631	68.690
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	24.140	25.775
Atribuido a los intereses minoritarios	1.846	3.489
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	110	131
Provisiones no corrientes	3.772	3.230
Pasivos financieros no corrientes	14.940	14.530
Pasivos por impuesto diferido	3.387	3.368
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	2.852	2.783
Otros	811	859
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	153	51
Provisiones corrientes	404	312
Pasivos financieros corrientes	4.362	4.046
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	223	221
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	10.631	9.895
TOTAL PASIVO	67.631	68.690

(*) 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-SEPTIEMBRE	
	2010	2011
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION		
Resultado antes de impuestos y participadas	3.401	3.472
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	2.990	2.612
Otros ajustes del resultado (netos)	676	599
EBITDA	7.067	6.683
Cambios en el capital corriente	(1.663)	(1.989)
Cobros de dividendos	47	30
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(1.190)	(1.327)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(245)	(256)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(1.388)	(1.553)
	4.016	3.141
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(39)	(261)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(3.164)	(3.657)
Otros activos financieros	(181)	(355)
Total Inversiones	(3.384)	(4.273)
Cobros por desinversiones (*)	884	797
Otros flujos de efectivo	5	(8)
	(2.495)	(3.484)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	-	(63)
Enajenación de participaciones en sociedades sin pérdida de control (*)	-	1.888
Cobros por emisión de pasivos financieros	7.270	7.043
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(7.084)	(7.843)
Pagos por dividendos	(701)	(1.463)
Pagos de intereses	(710)	(699)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(142)	(233)
	(1.367)	(1.370)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.308	6.448
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	154	(1.713)
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	44	(118)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.506	4.617

(*) La cifra de desinversiones no incluye la caja generada por la venta de acciones de YPF en el periodo, que se encuentra recogida en el epígrafe "Enajenación de participaciones en sociedades sin pérdida de control".

RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO CONSOLIDADO GRUPO

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DEUDA NETA - GRUPO CONSOLIDADO (M€)	2T11	3T11	% Variación	Ene-Sep 2011
			3T11/2T2011	
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	7.434	6.900	-7,2	7.224
EBITDA	-1.955	-2.210	13,0	-6.683
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	252	676	168,3	1.989
INVERSIONES (1)	1.398	1.610	15,2	4.113
DESINVERSIONES (1)	-557	-286	-48,7	-866
ENAJENACIÓN PARTICIPACIONES EN SOCIEDADES SIN PERDIDA DE CONTROL (2)	-949	-57	-94,0	-2.327
DIVIDENDOS PAGADOS (incluye los de sociedades afiliadas)	167	645	286,2	1.463
EFECTO TIPO DE CAMBIO	19	-119	-	115
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	622	366	-41,2	1.327
CANCELACIÓN PREFERENTE AMERICANA	-	-	-	535
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	469	334	-28,8	969
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	6.900	7.859	13,9	7.859
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	10.085	11.041	9,5	11.041

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	37.536	40.304	7,4	40.304
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	18,4	19,5	6,0	19,5
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	26,9	27,4	1,9	27,4
ROACE antes de no recurrentes (%)	7,5	8,1	8,0	8,7

(1) En el tercer trimestre 2011, existen inversiones de carácter financiero por importe de 2 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 10 M€, no reflejadas en esta tabla. Adicionalmente, destacar que la desinversión de GNF en su ciclo combinado de Arrúbal realizada en el tercer trimestre, incluyó una operación de financiación al comprador.

(2) Corresponde a la venta de acciones de YPF en el periodo. En el segundo trimestre de 2011 se concedió un préstamo financiero al Grupo Petersen (626 M\$) por el 48% del importe correspondiente a la ejecución de la opción de compra del 10% de participación de YPF.

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2010	2T 2011	3T 2011	% Variación 3T11/ 3T10	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO CONSOLIDADO	Ene-Sep 2010	Ene-Sep 2011	% Variación 11/10
-160	-117	-137	-14,4	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-490	-395	-19,4
27	45	-118	-	RESULTADO DE POSICIONES	37	-84	-
-39	-39	-17	-56,4	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-125	-104	-16,8
37	41	44	18,9	INTERCALARIOS	106	121	14,2
-57	-57	-50	-12,3	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-187	-168	-10,2
-192	-127	-278	44,8	TOTAL	-659	-630	-4,4

TABLAS



PRINCIPALES MAGNITUDES
FÍSICAS DEL 3T 2011

MAGNITUDES DE UPSTREAM

	Unidad	2010				2011				% Variación 11 / 10
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum	
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	350	340	346	345	324	296	283	301	-12,8%
Producción de Líquidos	K Bep/día	151	149	143	148	130	100	99	110	-25,8%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	41	40	36	39	30	30	30	30	-23,0%
Norte de África	K Bep/día	46	44	41	44	30	3	2	12	-73,6%
Resto del Mundo	K Bep/día	64	65	66	65	70	68	66	68	4,5%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	199	191	203	198	195	196	184	191	-3,2%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	2	2	2	2	1	2	2	2	-29,9%
Norte de África	K Bep/día	6	6	6	6	6	6	5	6	-3,7%
Resto del Mundo	K Bep/día	191	182	195	189	187	188	177	184	-2,9%

MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2010				2011				% Variación 11 / 10
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum.	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum.	
CRUDO PROCESADO	M tep	7,7	8,6	9,5	25,8	7,3	7,7	8,3	23,3	-9,7%
Europa	M tep	6,2	7,1	8,0	21,3	6,4	6,8	7,3	20,6	-3,4%
Resto del Mundo	M tep	1,6	1,5	1,4	4,5	0,9	0,9	1,0	2,7	-39,5%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	8.878	9.645	10.217	28.740	9.251	9.458	9.834	28.543	-0,7%
Ventas Europa	Kt	7.244	8.077	8.600	23.921	8.215	8.465	8.640	25.320	5,8%
Marketing Propio	Kt	4.963	5.222	5.466	15.651	5.009	5.274	5.291	15.574	-0,5%
Productos claros	Kt	4.311	4.381	4.585	13.277	4.273	4.409	4.535	13.217	-0,5%
Otros productos	Kt	652	841	881	2.374	736	865	756	2.357	-0,7%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.328	1.401	1.419	4.148	1.607	1.534	1.602	4.743	14,3%
Productos claros	Kt	908	1.006	992	2.906	1.202	1.110	1.164	3.476	19,6%
Otros productos	Kt	420	395	427	1.242	405	424	438	1.267	2,0%
Exportaciones	Kt	953	1.454	1.715	4.122	1.599	1.657	1.747	5.003	21,4%
Productos claros	Kt	278	370	444	1.092	474	425	430	1.329	21,7%
Otros productos	Kt	675	1.084	1.271	3.030	1.125	1.232	1.317	3.674	21,3%
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.634	1.568	1.617	4.819	1.036	993	1.194	3.223	-33,1%
Marketing Propio	Kt	440	476	441	1.357	406	467	480	1.353	-0,3%
Productos claros	Kt	375	367	368	1.110	345	377	427	1.149	3,5%
Otros productos	Kt	65	109	73	247	61	90	53	204	-17,4%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	862	903	876	2.641	398	413	360	1.171	-55,7%
Productos claros	Kt	639	660	660	1.959	304	321	309	934	-52,3%
Otros productos	Kt	223	243	216	682	94	92	51	237	-65,2%
Exportaciones	Kt	332	189	300	821	232	113	354	699	-14,9%
Productos claros	Kt	113	76	103	292	31	68	102	201	-31,2%
Otros productos	Kt	219	113	197	529	201	45	252	498	-5,9%
QUÍMICA										
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	641	607	669	1.917	710	666	671	2.047	6,7%
Europa	Kt	540	545	584	1.669	624	590	582	1.796	7,6%
Básica	Kt	178	207	208	593	236	214	199	648	9,3%
Derivada	Kt	363	337	376	1.076	388	376	384	1.147	6,6%
Resto del Mundo	Kt	101	62	85	248	86	77	88	251	1,1%
Básica	Kt	25	22	15	62	16	19	20	55	-11,2%
Derivada	Kt	76	40	70	186	69	57	69	195	5,2%
GLP										
GLP comercializado	Kt	877	712	666	2.255	849	690	723	2.262	0,3%
Europa	Kt	581	349	259	1.189	507	292	285	1.084	-8,8%
Resto del Mundo	Kt	296	363	407	1.066	342	398	438	1.178	10,4%

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.	3º Tr.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum	
UPSTREAM										
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS										
	K Bep/día	550	556	551	551	524	446	499	490	-11,1%
Producción de Líquidos	K Bep/día	308	298	292	299	297	229	273	266	-11,0%
Argentina	K Bep/día	306	297	291	297	295	228	272	265	-11,0%
Resto del Mundo	K Bep/día	2	2	2	2	2	1	1	1	-7,8%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	242	258	259	252	227	217	225	223	-11,3%
Argentina	K Bep/día	242	258	259	251	227	217	225	223	-11,3%
Resto del Mundo	K Bep/día	0	0	1	0	1	0	1	1	16,8%
DOWNSTREAM										
CRUDO PROCESADO										
	M tep	4,0	3,7	3,9	11,6	3,7	3,5	4,0	11,2	-3,7%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS (*)										
Marketing Propio	Kt	3.483	3.387	3.634	10.504	3.504	3.403	3.756	10.663	1,5%
Productos claros	Kt	2.285	2.267	2.323	6.875	2.482	2.438	2.498	7.419	7,9%
Otros productos	Kt	402	487	745	1.634	454	431	636	1.520	-7,0%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	325	261	271	857	277	272	384	933	8,9%
Productos claros	Kt	175	123	114	412	122	138	214	474	14,9%
Otros productos	Kt	149	137	158	444	155	134	170	459	3,3%
Exportaciones	Kt	472	373	294	1.139	291	263	238	792	-30,5%
Productos claros	Kt	104	106	100	311	115	102	101	319	2,5%
Otros productos	Kt	368	266	194	828	176	161	137	473	-42,9%
QUÍMICA										
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS										
	Kt	309	325	437	1.071	325	420	474	1.219	13,8%
Básica	Kt	50	42	47	140	53	53	54	161	14,7%
Derivada	Kt	258	283	390	931	272	367	420	1.058	13,7%
GLP										
GLP comercializado (**)	Kt	124	103	82	309	109	117	115	340	10,0%

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.