

Resultados 3T 2012



REPSOL

Madrid, 8 de noviembre de 2012

ÍNDICE:

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2012.....	4
1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES.....	6
1.1.- <i>UPSTREAM</i>	6
1.2.- <i>GNL</i>	8
1.3.- <i>DOWNSTREAM</i>	9
1.4.- <i>GAS NATURAL FENOSA</i>	11
1.5.- <i>CORPORACIÓN Y OTROS</i>	11
2.- RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO.....	12
3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS.....	14
3.1.- <i>IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS</i>	14
3.2.- <i>RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS</i>	14
3.3.- <i>INTERESES MINORITARIOS</i>	14
4.- HECHOS DESTACADOS.....	15
<u>TABLAS:</u>	
RESULTADOS 3T 2012.....	17
PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 3T 2012.....	26

Como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A. (antes Repsol YPF Gas, S.A.) titularidad del Grupo Repsol, la información financiera correspondiente al periodo enero-septiembre 2011 y al tercer trimestre de dicho ejercicio, salvo que se indique otra cosa, ha sido re-expresada a efectos comparativos de acuerdo con lo previsto en la normativa contable aplicable. Las políticas contables aplicadas al registro de los efectos del proceso de expropiación se describen en la Nota 3 (Cambios en la composición del Grupo) de los estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2012, presentados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores el pasado 26 de julio de 2012.

Por otro lado, el número medio de acciones en circulación utilizado para el cálculo del beneficio por acción al 30 de septiembre de 2011 y en el tercer trimestre de dicho ejercicio se ha modificado de acuerdo con la normativa contable aplicable para incluir el efecto de la ampliación de capital llevada a cabo en 2012 como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible", cuyos datos definitivos fueron publicados mediante el correspondiente hecho relevante de 6 de julio de 2012 (número de registro 169180).

1. RESULTADO DE LAS OPERACIONES CONTINUADAS (M€)
Cifras no auditadas

3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11	RESULTADOS TERCER TRIMESTRE 2012	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
838	893	1.455	73,6	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	2.625	3.427	30,6
331	436	671	102,7	RESULTADO NETO CCS	1.198	1.565	30,6
762	936	1.251	64,2	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	2.462	3.268	32,7
262	481	496	89,3	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	1.088	1.437	32,1
963	636	1.577	63,8	RESULTADO DE EXPLOTACION	3.072	3.543	15,3
402	274	752	87,1	RESULTADO NETO	1.459	1.655	13,4
887	679	1.373	54,8	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	2.909	3.384	16,3
333	319	577	73,3	RESULTADO NETO RECURRENTE	1.349	1.527	13,2

2. RESULTADO NETO (*) (M€)
Cifras no auditadas

3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11	RESULTADOS TERCER TRIMESTRE 2012	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
486	406	679	39,7	RESULTADO NETO CCS	1.640	1.706	4,0
557	244	760	36,4	RESULTADO NETO	1.901	1.796	-5,5

(*) Este resultado incluye tanto las operaciones continuadas como las operaciones interrumpidas (fundamentalmente YPF e YPF Gas – antes Repsol YPF Gas)

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2012

Todas las explicaciones que a continuación se ofrecen, se refieren al resultado de las operaciones continuadas.

- El **resultado neto recurrente a CCS** del trimestre ha sido de 496 M€ y el **resultado de explotación recurrente a CCS** ha alcanzado 1.251 M€. Ambas magnitudes son superiores (89% y 64% respectivamente) a las del mismo trimestre del año anterior.
- Los factores principales que explican este aumento son la reanudación de las operaciones en Libia (desde el último trimestre de 2011), la mejora en el resultado de Bolivia (por la entrada en producción en mayo de 2012 de la Fase I del proyecto de crecimiento Margarita), el incremento del resultado de Refino España debido a los mayores márgenes y el mejor resultado de la división de GNL, también por mayores márgenes, compensado parcialmente por el negativo resultado del negocio químico.
- La producción de Upstream en este trimestre alcanzó los 339 Kbp/d, un 20% superior a la del mismo período de 2011. El aumento de producción proviene de Libia y de algunos de los proyectos clave de desarrollo de la Compañía (Fase I de Margarita-Huacaya en Bolivia, proyecto Mid Continent en EEUU y Joint Venture con la compañía Alliance Oil en Rusia).

- La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** al final del tercer trimestre 2012 se situó en 4.918 M€, lo que supone una reducción de 252 M€ respecto a la deuda neta de cierre del segundo trimestre 2012. Destacar el alto nivel de EBITDA generado en el periodo (1.696 M€), que ha sido superior en un 65% al del trimestre anterior. El EBITDA, unido a las desinversiones realizadas en el período, ha permitido cubrir el desembolso de inversiones, impuestos e intereses, así como la retribución a los accionistas de Repsol SA mediante la fórmula del *scrip dividend*. Dicha retribución fue abonada en julio por un importe de 242 M€, tras el éxito del programa de “Repsol Dividendo flexible”, por el que titulares del 63,64% de los derechos de asignación gratuita de la ampliación de capital liberada optaron por recibir nuevas acciones de la Compañía.
- El Grupo Repsol excluyendo Gas Natural Fenosa muestra una sólida posición financiera, manteniendo a 30 de septiembre una liquidez (que incluye líneas de crédito comprometidas disponibles) suficiente para cubrir 2,8 veces sus vencimientos de deuda a corto plazo. El ratio de deuda neta sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, se sitúa al cierre del tercer trimestre 2012 en el 14,0%, y en el 22,6% considerando las acciones preferentes. Sin considerar el capital empleado de las operaciones interrumpidas, estos ratios serían 16,7% y 27,0%, respectivamente.

1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas

3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11		Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
400	490	657	64,3	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.206	1.801	49,3
322	518	634	96,9	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.105	1.811	63,9
99	144	145	46,5	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	110	142	29,2
1.033	986	1.091	5,6	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.075	1.044	-2,9
283	320	339	19,8	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	301	327	8,8
356	499	513	44,1	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.145	1.622	41,7
43	206	180	318,6	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	199	466	134,2

3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
113,4	108,3	109,5	-3,4	Brent (\$/Bbl)	111,9	112,2	0,3
89,5	93,4	92,2	3,0	WTI (\$/Bbl)	95,5	96,2	0,7
4,2	2,2	2,8	-33,3	Henry Hub (\$/MBtu)	4,2	2,6	-38,1

3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
83,2	86,9	85,5	2,8	CRUDO (\$/Bbl)	83,5	88,7	6,2
3,8	3,9	3,7	-2,6	GAS (\$/Miles scf)	3,5	3,7	5,7

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

El **resultado de explotación recurrente** en el tercer trimestre de 2012 ascendió a 634 M€, 97% superior al del tercer trimestre de 2011.

El aumento se explica principalmente por el mayor volumen de producción de líquidos en Libia, el mayor precio y volumen de las exportaciones de gas desde Bolivia (fase I de Margarita) y el efecto positivo del tipo de cambio, compensado parcialmente por mayores costes exploratorios:

- El mayor volumen de producción, en especial de líquidos, ha tenido un efecto positivo de 357 M€
- El mayor coste exploratorio ha impactado negativamente en 114 M€. En 3T12 hubo mayor actividad sísmica y mayor amortización de sondeos, siendo Itaborai en Brasil el más significativo en importe.
- Las mayores amortizaciones, principalmente por la puesta en marcha de las operaciones en Libia, han supuesto un menor resultado de 24 M€
- La apreciación del dólar frente al euro ha supuesto un mayor resultado de 73 M€
- Los precios de realización de crudo y gas (que han aumentado mejor que las referencias internacionales), netos del efecto de regalías, han tenido un impacto positivo de 2 M€

La **producción** en este trimestre alcanzó los 339 Kbp/d, un 20% superior a la del mismo período de 2011. Las variaciones fundamentales se producen en Libia, Bolivia y Rusia. En Libia, la producción alcanza 44 Kbp/d, estabilizándose por segundo trimestre consecutivo, en los niveles anteriores al conflicto bélico. En Bolivia, la producción se ha situado en 30 Kbp/d, un 33% superior a la del tercer trimestre de 2011, como consecuencia de la entrada en producción de la Fase I de Margarita. En Rusia, Repsol comenzó a registrar producción durante el

trimestre con la incorporación de los activos de Saneco desde el 16 de agosto, alcanzándose una media de 2,8 kbep/d para la totalidad del trimestre. Entre el 16 de agosto y el 30 de septiembre, el promedio fue de 5,6 kbep/d. Cabe añadir que en Estados Unidos, el proyecto de Mid Continent aportó una media de 1,6 Kbp/d en el trimestre.

Actualmente, está en curso la perforación de tres pozos exploratorios: uno en el bloque brasileño de Espiritu Santo 50 (BM-S-50 Sagitario), uno en el bloque argelino Sud Est Illizi (TESO-1) y uno en el Lote 57 de Perú (Mapi).

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** de los nueve primeros meses del año 2012 ha ascendido a 1.811 M€, un 64% superior a del mismo período de 2011. Los mayores volúmenes de producción de líquidos, los mayores precios de realización de crudo y gas en el período (que se comportan mejor que las referencias internacionales del Brent y del HH) así como la apreciación del dólar son las causas principales del aumento del resultado.

La **producción** en los nueve primeros meses del año 2012 (327 Kbp/d) ha sido un 9% superior a la del mismo período del año 2011 (301 Kbp/d) principalmente por la reanudación de la producción en Libia, registrándose producción durante todo el período acumulado, la mayor producción en Bolivia por la puesta en producción de la Fase I de Margarita en mayo de 2012 y el incremento de la producción en Estados Unidos, como consecuencia de los pozos de desarrollo realizados tras el levantamiento de la moratoria de perforación y del inicio de producción en Mid-Continent en febrero de 2012.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación del tercer trimestre de 2012** en el área de Upstream han alcanzado 513 M€, un 44% superiores a las del mismo período de 2011. Las inversiones en desarrollo representaron un 69% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (33%), Brasil (14%), Trinidad y Tobago (10%), Venezuela (10%), Perú (9%) y Bolivia (9%). Las inversiones en exploración representaron un 14% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Noruega (24%), Perú (23%), Brasil (15%), Argelia (11%) y EE.UU. (10%).

En los **nueve primeros meses del año 2012**, las inversiones de explotación en Upstream ascendieron a 1.622 M€, un 42% superiores a las del ejercicio 2011. La inversión en desarrollo representó el 59% del total y se realizaron principalmente en EE.UU. (35%), Trinidad y Tobago (13%), Brasil (13%), Venezuela (10%), Bolivia (9%) y Perú (9%). Las inversiones en exploración representaron un 21% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (37%), Cuba (15%), Brasil (14%), Perú (11%).

1.2.- GNL
Cifras no auditadas

3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11		Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
108	79	188	74,1	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	276	425	54,0
108	78	189	75,0	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	276	425	54,0
54,3	46,1	49,1	-9,6	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	49,2	48,6	-1,2
102,3	95,4	103,8	1,5	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	332,8	305,5	-8,2
4	6	9	125,0	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	11	26	136,4

1 TBtu= 1.000.000 MBtu

1 bcm= 1.000 Mm³= 39,683 TBtu

El **resultado de explotación recurrente** en el tercer trimestre del 2012 se situó en 189 M€, un 75% superior a los 108 M€ del mismo período del año anterior.

Los resultados del tercer trimestre de 2012 se han incrementado fundamentalmente por los mayores márgenes de comercialización de GNL.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** de los nueve primeros meses del año 2012 ha ascendido a 425 M€, registrando un aumento del 54% frente al mismo período del año anterior. Este aumento se explica fundamentalmente por los mayores márgenes de comercialización de GNL.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación** del tercer trimestre y de los nueve primeros meses del año 2012 en el área de GNL han alcanzado 9 M€ y 26 M€ respectivamente. Estas inversiones son superiores a las de los períodos de comparación de 2011 y son fundamentalmente inversiones de mantenimiento y proyectos de desarrollo.

1.3.- DOWNSTREAM
Cifras no auditadas

3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11		Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
206	202	494	139,8	RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	628	777	23,7
209	205	307	46,9	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	637	594	-6,8
3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11		Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
331	-55	616	86,1	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.075	893	-16,9
334	-52	429	28,4	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE (M€)	1.084	710	-34,5
9.834	9.839	11.119	13,1	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	28.543	31.096	8,9
671	541	538	-19,8	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	2.047	1.672	-18,3
612	607	507	-17,2	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	1.992	1.896	-4,8
413	157	155	-62,5	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.059	450	-57,5
3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
1,6	4,7	6,4	300,0	España	1,9	4,8	152,6

El resultado de explotación recurrente a CCS en el tercer trimestre de 2012 se situó en 307 M€, un 47% superior al del mismo trimestre de 2011.

El aumento del resultado de explotación recurrente a CCS del tercer trimestre de 2012 frente al mismo período de 2011 se explica por los siguientes efectos:

- En **Refino**, los mayores márgenes así como el incremento de los volúmenes destilados (fundamentalmente debido a la puesta en marcha del proyecto de ampliación de Cartagena) ha impactado positivamente en 185 M€ en el resultado del negocio.
- En **Química**, el peor entorno internacional que incide en márgenes y ventas, ha tenido un efecto negativo en el resultado de 45 M€. El resultado operativo de Química a CCS está en terreno negativo.
- Los negocios comerciales de **GLP** y **Marketing** presentan en conjunto un resultado similar al del tercer trimestre del 2011.
 - En el caso del Marketing, en Estaciones de Servicio de España caen los volúmenes y márgenes de venta.
 - Sin embargo, en el caso del GLP, el mayor margen medio debido al mix de ventas y a la caída de las cotizaciones de la materia prima, compensa las menores ventas.
- Los resultados de Trading y del resto de actividades explican la diferencia.

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente a CCS de los nueve primeros meses del ejercicio 2012 ha sido de 594 M€, un 7% inferior al del año anterior, a pesar de los mayores márgenes de refino, principalmente por el menor resultado del negocio de Química y, en menor medida, por los menores volúmenes de ventas en Marketing.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación** en el área de Downstream en el tercer trimestre de 2012 fueron de 155 M€. Las inversiones en los nueve primeros meses de 2012 ascendieron a 450 M€. En los dos casos, el importe es inferior al del mismo período del año anterior como consecuencia de la finalización de los proyectos de ampliación y conversión de Cartagena y la Unidad reductora de fuelóleo de Bilbao.

1.4.- GAS NATURAL FENOSA

Cifras no auditadas

3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11		Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
200	229	226	13,0	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	712	701	-1,5
199	232	231	16,1	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	636	704	10,7
256	118	90	-64,8	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	412	275	-33,3

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del tercer trimestre de 2012 ascendió a 231 M€, frente a los 199 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 16%.

El incremento es debido principalmente a los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y a la mejora de resultados en Latinoamérica, que se compensa parcialmente por el impacto del Real Decreto-Ley 13/2012 en los resultados del negocio eléctrico en España.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** de los nueve primeros meses del año 2012 fue de 704 M€, un 11% superior al del año anterior y se explica principalmente por las mismas razones que el resultado del trimestre.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación** de Gas Natural Fenosa durante el tercer trimestre y los nueve primeros meses de 2012 han alcanzado 90 M€ y 275 M€ respectivamente. La inversión material se ha destinado fundamentalmente a las actividades de Distribución de Gas y Electricidad, tanto en España como en Latinoamérica.

1.5.- 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 2012 se registró un resultado recurrente negativo de 110 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 2012 (página 25 del presente avance de resultados).

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	2T2012	3T2012	% variación	Ene-Sep 2012
			3T12/2T12	
DEUDA NETA GRUPO SIN GAS NATURAL FENOSA AL INICIO DEL PERIODO	4.174	5.170	23,9	6.775
ELIMINACIÓN DEUDA NETA DE YPF e YPF Gas A CIERRE 2011	0	0	-	-1.939
DEUDA NETA GRUPO SIN GAS NATURAL FENOSA NI YPF AL INICIO DEL PERIODO	4.174	5.170	23,9	4.836
EBITDA	-1.030	-1.696	64,7	-4.260
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	-402	67	-	138
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	446	472	5,8	1.021
INVERSIONES (1)	735	766	4,2	2.339
DESINVERSIONES (1)	-16	-556	-	-580
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	0	242	-	885
OPERACIONES ACCIONES PROPIAS	51	1	-98,0	-1.312
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	-262	114	-	-25
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS (2)	85	348	-	520
EFFECTOS ASOCIADOS A LOS PRESTAMOS DEL GRUPO PETERSEN (3)	1.389	-10	-	1.356
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	5.170	4.918	-4,9	4.918
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	8.202	7.949	-3,1	7.949
Ratio de endeudamiento				
CAPITAL EMPLEADO (M€) (4)	29.346	29.396	0,2	29.396
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%) (4)	17,6	16,7	-5,1	16,7
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	27,9	27,0	-3,2	27,0
ROACE antes de no recurrentes (%) (4)	4,9	9,6	95,9	8,7

- (1) A 30 de septiembre existen inversiones de carácter financiero por importe de 10 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 179 M€, no reflejadas en esta tabla.
- (2) Incluye principalmente intereses, dividendos cobrados, provisiones aplicadas y el efecto de variaciones en el perímetro societario.
- (3) Incluye principalmente el importe correspondiente a la provisión registrada sobre los préstamos financieros a Petersen.
- (4) El capital empleado excluye el de las operaciones interrumpidas. Incluyéndolo, el ratio de deuda neta sobre capital empleado a 30 de septiembre de 2012 se sitúa en el 14,0%, y el 22,6% teniendo en cuenta las acciones preferentes. Igualmente, el ROACE mostrado no incluye resultado ni capital empleado de operaciones interrumpidas.

La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** al final del tercer trimestre 2012 se situó en 4.918 M€, reduciéndose en 252 M€ respecto al cierre del segundo trimestre 2012, destacando en el periodo:

- Generación muy significativa de EBITDA en el trimestre (un 65% superior al del trimestre anterior), que junto a las desinversiones del periodo ha permitido absorber el desembolso de inversiones, impuestos, variación de circulante e intereses, así como la retribución a los accionistas de Repsol SA mediante la fórmula del *scrip dividend*.
- Abono en julio de 2012 a los accionistas de Repsol, S.A. de una retribución en metálico de 242 M€, tras el éxito del programa de "Repsol Dividendo Flexible", por el que titulares del 63,64% de los derechos de asignación gratuita de la ampliación de capital liberada optaron por recibir nuevas acciones de la Compañía.

El Grupo Repsol excluyendo Gas Natural Fenosa muestra una sólida posición financiera, manteniendo a 30 de septiembre una liquidez (que incluye líneas de crédito comprometidas disponibles) suficiente para cubrir 2,8 veces sus vencimientos de deuda a corto plazo. El ratio de deuda neta sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, se sitúa al cierre del tercer trimestre 2012 en el 14,0%, y en el 22,6% considerando las acciones

preferentes. Sin considerar el capital empleado de las operaciones interrumpidas, estos ratios serían 16,7% y 27,0%, respectivamente.

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO EX GNF	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
-74	-104	-114	54,1	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-204	-322	57,8
-146	67	18	-	RESULTADO DE POSICIONES	-172	24	-
10	-13	-13	-	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-30	-39	30,0
39	17	17	-56,4	INTERCALARIOS	104	51	-51,0
-57	-55	-64	12,3	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-152	-174	14,5
-228	-88	-156	-31,6	TOTAL	-454	-460	1,3

El **gasto financiero neto acumulado** a 30 de septiembre 2012 del **Grupo ex Gas Natural Fenosa** se situó en 460 M€, en línea con el resultado del mismo periodo del ejercicio anterior, destacando:

- Mayor gasto por intereses (118 M€) derivado de unos mayores saldos medios de deuda y de la entrada del "step up" sobre las acciones preferentes.
- Resultado de posiciones positivo en 2012, principalmente por apreciación del USD frente al € junto a posiciones largas puntuales mantenidas en USD.
- Menores intereses intercalarios (53 M€) derivados de la puesta en marcha de los grandes proyectos de Refino.

3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS

3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo efectivo del Impuesto sobre beneficios para los nueve primeros meses de 2012, antes del resultado de las sociedades participadas, ha sido del 44%, con un gasto por impuesto devengado de 1.270 M€. El tipo estimado para el año 2012 es del orden del 44%.

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas

3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
4,0	10,2	6,0	50,0	UPSTREAM	3,1	17,3	-
10,8	27,6	13,3	23,1	GNL	28,6	57,3	100,3
3,4	1,1	6,6	94,1	DOWNSTREAM	17,6	15,6	-11,4
0,0	0,5	1,0	-	Gas Natural Fenosa	1,7	3,1	82,4
18,2	39,4	26,9	47,8	TOTAL	51,0	93,3	82,9

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el tercer trimestre de 2012 a 27 M€, 48% superior al del mismo trimestre del año anterior.

La variación más significativa se registra en el área de Downstream debido a los mejores resultados de Dynasol.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el tercer trimestre de 2012 ascendió a 34 M€ frente a 31 M€ del tercer trimestre de 2011.

Este epígrafe, al estar ya excluida la participación de los accionistas minoritarios en el resultado de YPF, recoge principalmente la participación de los minoritarios en la refinería La Pampilla (Perú) y en la refinería Petronor (Bilbao) y los registrados a través de la participación en el grupo Gas Natural Fenosa.

4.- HECHOS DESTACADOS

Desde la publicación de los resultados del segundo trimestre de 2012, los hechos más significativos relacionados con la Compañía han sido los siguientes:

En **Upstream**, a principios de agosto, Repsol recibió la autorización del Gobierno de Ecuador a la venta de su filial en ese país Amodaimi Oil Company a Tiptop Energy Ltd, una filial de la compañía china Sinopec. Amodaimi posee una participación del 20% en los contratos de servicios del Bloque 16 y Tivacuno en Ecuador, ambos activos actualmente en producción. Tras la operación Repsol continúa como operador de los bloques con un 35% de participación.

El 20 de agosto, el Gobierno de Australia otorgó a Repsol Exploración, S.A. una licencia de exploración denominada WA-480-P, como ganador del bloque en la licitación celebrada en abril de 2012. El nuevo bloque tiene 12.585 km², una lámina de agua de entre 1.000 y 4.500 m y está situado a unos 280 km del puerto de Hedland en la región de Pilbara, en el Oeste de Australia, al NE del Alto de Exmouth, en la cuenca septentrional de Carnavon, conocida por ser la más prolífica de Australia.

En agosto, Repsol comunicó que había completado la primera fase de su proyecto conjunto de exploración y producción de hidrocarburos con Alliance Oil, con la incorporación de activos a la sociedad conjunta por parte de Alliance Oil y la adquisición de acciones por parte de Repsol. Dicho proyecto fue aprobado mediante el acuerdo firmado el pasado 20 de diciembre de 2011. La sociedad conjunta AROG servirá de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa, el mayor productor de gas y petróleo del mundo. Este acuerdo combina el conocimiento y el acceso privilegiado a oportunidades de exploración y producción que Alliance Oil posee en Rusia, con las capacidades técnicas y financieras de Repsol, creando así una alianza en exploración y producción a largo plazo.

En agosto las autoridades de Bulgaria adjudicaron a un consorcio formado por Repsol, Total (operador) y OMV el bloque exploratorio Han Asparuh en el Mar Negro. El Bloque Han Asparuh cubre un área de 14.220 km² y está situado en la SubCuenca Occidental del Mar Negro con una lámina de agua de 200 a 2.000 m.

También en agosto, Repsol recibió desde el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería de la República Bolivariana de Venezuela, publicado en la Gaceta Oficial, la aprobación de la Declaración de Comercialidad del Campo Perla, ubicado en el Bloque Cardón IV en el Golfo de Venezuela. El Plan de Desarrollo definido para este proyecto clave de la compañía, contempla un total de tres fases de acuerdo a los volúmenes de gas natural no asociado a ser producidos: Fase I 300 MMPCED (millones de pies cúbicos por día), fase II 800 MMPCED y fase III 1.200 MMPCED.

El 6 de septiembre, Repsol informó sobre un nuevo descubrimiento de gas en el bloque 57 en el subandino del Perú. El sondeo, denominado Sagari, resultó exitoso en dos formaciones diferentes llamadas Nia Superior y Nia Inferior. Las estimaciones preliminares permiten anticipar que el descubrimiento podría contener unos recursos de gas de entre 1 y 2 TCF (trillones de pies cúbicos en sus siglas en inglés). Repsol es el operador del bloque con una participación de 53,84%, participando Petrobras con el 46,16% restante. El hallazgo de Sagari refuerza el potencial de esta zona de Perú en la que también se ubica el campo Kinteroni descubierto por Repsol, uno de los cinco mayores descubrimientos del mundo en 2008, y que actualmente está en una fase de desarrollo acelerado para su puesta en producción a finales de este año 2012.

En el tercer trimestre, Repsol contrató dos barcos para perforación en aguas ultraprofundas: Mylos Ocean y Rowan Renaissance. El primero para la campaña de perforación en el bloque brasileño BM-C-33 para delinear los 3 descubrimientos realizados por Repsol y el segundo preferentemente para perforar en el Oeste de África (Angola, Namibia), Canarias y Golfo de México-EEUU.

En octubre entraron en producción los campos Lubina y Montanazo en el mediterráneo español. Estos dos campos fueron descubiertos por Repsol en 2009 y en su operación se emplea la plataforma Casablanca. Repsol es el operador en ambos campos con un 75,06 % de participación en Montanazo y un 100% en Lubina.

En **Downstream**, el 19 de julio, Repsol anunció que había alcanzado un acuerdo con un consorcio de inversores chilenos, liderado por LarrainVial, para la venta del 100% de su filial Repsol Butano Chile por un importe aproximado de 540 millones de dólares.

En **Corporación**, el 13 de septiembre, Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., cerró una emisión de bonos a 5 años y 5 meses, de 750 millones de euros, con un cupón del 4,375% y un precio de emisión del 99,654%, equivalente a mid swap + 335 p.b., y que actualmente cotiza en la Bolsa de Luxemburgo. Esta emisión se realizó al amparo del Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme de Repsol International Finance, B.V. registrado en la Commission de Surveillance du Secteur Financier (CSSF) de Luxemburgo.

El 13 de septiembre, Repsol fue elegida líder mundial de su sector por segundo año consecutivo en los índices Dow Jones. Repsol lidera por segundo año consecutivo la clasificación del sector Oil&Gas, tanto en el índice mundial Dow Jones Sustainability Index World (DJSI World) como en el europeo, Dow Jones Sustainability Index Europe (DJSI Europe). De las 125 compañías internacionales de petróleo y gas analizadas, tan sólo 15 han entrado a formar parte del índice global (Dow Jones Sustainability Index World), del que Repsol es líder con la máxima puntuación por su desempeño económico, social y ambiental durante 2012.

Madrid, 8 de noviembre de 2012

Relación con Inversores
Website: www.repsol.com

C/ Méndez Álvaro, 44
28045 Madrid (España)
Tlf: 34 917 53 55 48
Fax: 34 913 48 87 77

Hoy 8 de noviembre de 2012 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, S.A. correspondientes al tercer trimestre de 2012. La teleconferencia podrá seguirse en directo por cualquier persona interesada a través de la página web de Repsol 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 2012

RESULTADOS DE REPSOL 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	
	3T11	2T12	3T12	2011	2012
EBITDA	1.411	1.405	2.074	4.500	5.405
Ingresos de explotación.....	13.113	14.018	15.609	39.443	44.687
Resultado de explotación.....	963	636	1.577	3.072	3.543
Resultado financiero.....	(291)	(151)	(222)	(665)	(655)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	18	39	27	51	93
Resultado antes de impuestos	690	524	1.382	2.458	2.981
Impuesto sobre beneficios.....	(257)	(249)	(596)	(902)	(1.270)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	433	275	786	1.556	1.711
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(31)	(1)	(34)	(97)	(56)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	402	274	752	1.459	1.655
Resultado de operaciones interrumpidas (*).....	155	(30)	8	442	141
RESULTADO NETO	557	244	760	1.901	1.796
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (**)					
* Euros/acción	0,44	0,20	0,64	1,51	1,51
* \$/ADR	0,60	0,26	0,82	2,04	1,95

NOTA: La información de 2011 incluye las modificaciones necesarias respecto a la cuenta de resultados publicada en cada periodo en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A.

(*) Incluye el resultado neto de impuestos y de socios externos aportado por YPF, S.A., YPF Gas, S.A. y las sociedades participadas de ambas compañías en cada periodo y por los préstamos concedidos a Petersen, así como los efectos registrados como consecuencia de la expropiación de las acciones de YPF, S.A. y de YPF Gas S.A.

(**) En julio de 2012 se llevó a cabo una ampliación de capital como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible", por lo que actualmente el capital social emitido está formado por 1.256.178.727 acciones. El número medio ponderado de acciones en circulación para los periodos presentados ha sido recalculado con respecto al publicado en periodos anteriores para incluir el efecto de dicha ampliación de capital, de acuerdo a lo establecido en la NIC 33 "Beneficio por acción". Asimismo, se ha tenido en cuenta el número medio de acciones en propiedad de la compañía durante cada periodo. El número medio de acciones en circulación ha sido de 1.255.277.310 durante el 2011 y de 1.190.834.036 durante el 2012.

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

1,350 dólares por euro en 3T11

1,259 dólares por euro en 2T12

1,293 dólares por euro en 3T12

RESULTADOS DE REPSOL DESGLOSADOS POR RECURRENTE Y NO RECURRENTE

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

	TERCER TRIMESTRE 2011			ENERO - SEPTIEMBRE 2011		
	Total	No recurrentes	Recurrentes	Total	No recurrentes	Recurrentes
Resultado de explotación.....	963	76	887	3.072	163	2.909
Upstream.....	400	78	322	1.206	101	1.105
GNL.....	108	-	108	276	-	276
Downstream.....	331	(3)	334	1.075	(9)	1.084
Gas Natural Fenosa.....	200	1	199	712	76	636
Corporación y ajustes	(76)	-	(76)	(197)	(5)	(192)
Resultado financiero.....	(291)	27	(318)	(665)	11	(676)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	18	-	18	51	-	51
Resultado antes de impuestos	690	103	587	2.458	174	2.284
Impuesto sobre beneficios.....	(257)	(34)	(223)	(902)	(64)	(838)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	433	69	364	1.556	110	1.446
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(31)	-	(31)	(97)	-	(97)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	402	69	333	1.459	110	1.349
Resultado de operaciones interrumpidas (*).....	155	155	-	442	442	-
RESULTADO NETO.....	557	224	333	1.901	552	1.349

	SEGUNDO TRIMESTRE 2012			ENERO - JUNIO 2012		
	Total	No recurrentes	Recurrentes	Total	No recurrentes	Recurrentes
Resultado de explotación.....	636	(43)	679	1.966	(45)	2.011
Upstream.....	490	(28)	518	1.144	(33)	1.177
GNL.....	79	1	78	237	1	236
Downstream.....	(55)	(3)	(52)	277	(4)	281
Gas Natural Fenosa.....	229	(3)	232	475	2	473
Corporación y ajustes	(107)	(10)	(97)	(167)	(11)	(156)
Resultado financiero.....	(151)	(11)	(140)	(433)	(12)	(421)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	39	-	39	66	-	66
Resultado antes de impuestos	524	(54)	578	1.599	(57)	1.656
Impuesto sobre beneficios.....	(249)	9	(258)	(674)	10	(684)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	275	(45)	320	925	(47)	972
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(1)	-	(1)	(22)	-	(22)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	274	(45)	319	903	(47)	950
Resultado de operaciones interrumpidas (*).....	(30)	(30)	-	133	133	-
RESULTADO NETO.....	244	(75)	319	1.036	86	950

	TERCER TRIMESTRE 2012			ENERO - SEPTIEMBRE 2012		
	Total	No recurrentes	Recurrentes	Total	No recurrentes	Recurrentes
Resultado de explotación.....	1.577	204	1.373	3.543	159	3.384
Upstream.....	657	23	634	1.801	(10)	1.811
GNL.....	188	(1)	189	425	-	425
Downstream.....	616	187	429	893	183	710
Gas Natural Fenosa.....	226	(5)	231	701	(3)	704
Corporación y ajustes	(110)	-	(110)	(277)	(11)	(266)
Resultado financiero.....	(222)	-	(222)	(655)	(12)	(643)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	27	-	27	93	-	93
Resultado antes de impuestos	1.382	204	1.178	2.981	147	2.834
Impuesto sobre beneficios.....	(596)	(29)	(567)	(1.270)	(19)	(1.251)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	786	175	611	1.711	128	1.583
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(34)	-	(34)	(56)	-	(56)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	752	175	577	1.655	128	1.527
Resultado de operaciones interrumpidas (*).....	8	8	-	141	141	-
RESULTADO NETO.....	760	183	577	1.796	269	1.527

NOTA: La información de 2011 incluye las modificaciones necesarias respecto a la cuenta de resultados publicada en cada periodo en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A.

(*) Incluye el resultado neto de impuestos y de socios externos aportado por YPF, S.A., YPF Gas, S.A. y las sociedades participadas de ambas compañías en cada periodo y por los préstamos concedidos a Petersen, así como los efectos registrados como consecuencia de la expropiación de las acciones de YPF, S.A. y de YPF Gas S.A.

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

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
	3T11	2T12	3T12	2011	2012
Upstream	400	490	657	1.206	1.801
Norteamérica y Brasil	104	75	76	305	268
Norte de Africa	(6)	347	356	122	1.040
Resto del Mundo	302	68	225	779	493
 GNL	 108	 79	 188	 276	 425
 Downstream	 331	 (55)	 616	 1.075	 893
Europa	274	(43)	385	908	634
Resto del Mundo	57	(12)	231	167	259
 Gas Natural Fenosa	 200	 229	 226	 712	 701
 Corporación y ajustes	 (76)	 (107)	 (110)	 (197)	 (277)
 TOTAL	 963	 636	 1.577	 3.072	 3.543

NOTA: La información de 2011 incluye las modificaciones necesarias respecto a la cuenta de resultados publicada en cada periodo en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A.

ANÁLISIS DEL EBITDA DE REPSOL POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
	3T11	2T12	3T12	2011	2012
Upstream	478	857	943	1.629	2.668
Norteamérica y Brasil	173	204	216	485	636
Norte de Africa	1	368	378	184	1.098
Resto del Mundo	304	285	349	960	934
 GNL	 151	 129	 240	 402	 571
 Downstream	 495	 120	 589	 1.538	 1.211
Europa	424	120	541	1.337	1.112
Resto del Mundo	71	-	48	201	99
 Gas Natural Fenosa	 346	 377	 378	 1.077	 1.146
 Corporación y ajustes	 (59)	 (78)	 (76)	 (146)	 (191)
 TOTAL	 1.411	 1.405	 2.074	 4.500	 5.405

NOTA: La información de 2011 incluye las modificaciones necesarias respecto a la cuenta de resultados publicada en cada periodo en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A.

ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN DE REPSOL
POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS (*)

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
	3T11	2T12	3T12	2011	2012
Upstream	356	499	513	1.145	1.622
Norteamérica y Brasil	141	260	214	607	880
Norte de Africa	4	7	11	51	23
Resto del Mundo	211	232	288	487	719
 GNL	 4	 6	 9	 11	 26
 Downstream	 413	 157	 155	 1.059	 450
Europa	395	146	145	1.013	418
Resto del Mundo	18	11	10	46	32
 Gas Natural Fenosa	 256	 118	 90	 412	 275
 Corporación y ajustes	 43	 17	 82	 72	 131
 TOTAL	 1.072	 797	 849	 2.699	 2.504

(*) Incluye las inversiones devengadas en el periodo, independientemente de si han sido pagadas o no. No recoge las inversiones en "otros activos financieros"

NOTA: La información de 2011 incluye las modificaciones necesarias respecto a la cuenta de resultados publicada en cada periodo en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A.

BALANCE DE SITUACIÓN DE REPSOL

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	SEPTIEMBRE
	2011	2012
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	4.645	2.678
Otro inmovilizado intangible	3.138	3.041
Inmovilizado material	36.759	27.759
Inversiones inmobiliarias	24	24
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	699	765
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	-	5.503
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	2.322	879
Otros	128	379
Activos por impuestos diferidos	2.569	3.259
Otros activos no corrientes.....	344	251
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta.....	258	253
Existencias	7.278	6.315
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	9.222	8.066
Otros activos corrientes	220	137
Otros activos financieros corrientes	674	532
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.677	5.224
TOTAL ACTIVO	70.957	65.065
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	23.538	26.878
Atribuido a los intereses minoritarios	3.505	778
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	118	73
Provisiones no corrientes	3.826	2.152
Pasivos financieros no corrientes	15.345	15.175
Pasivos por impuesto diferido	3.839	3.012
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	2.864	2.809
Otros	818	760
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta.....	32	22
Provisiones corrientes	452	213
Pasivos financieros corrientes	4.985	4.186
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	223	227
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	11.412	8.780
TOTAL PASIVO	70.957	65.065

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	ENERO-SEPTIEMBRE	
	2011	2012
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION (*)		
Resultado antes de impuestos	2.458	2.981
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	1.546	1.966
Otros ajustes del resultado (netos)	496	458
EBITDA	4.500	5.405
Cambios en el capital corriente	(1.860)	(337)
Cobros de dividendos	28	46
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(708)	(1.135)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(131)	(163)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(811)	(1.252)
	1.829	3.816
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (*)		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(261)	(160)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(2.438)	(2.426)
Otros activos financieros	(351)	(186)
Total Inversiones	(3.050)	(2.772)
Cobros por desinversiones	783	962
Otros flujos de efectivo	(8)	(141)
	(2.275)	(1.951)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (*)		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	(63)	1.312
Cobros por emisión de pasivos financieros	4.710	6.944
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(5.890)	(5.875)
Pagos por dividendos	(1.316)	(928)
Pagos de intereses	(656)	(641)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(229)	268
	(3.444)	1.080
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio de operaciones continuadas	(107)	(48)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES CONTINUADAS	(3.997)	2.897
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas	1.312	874
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas	(1.209)	(872)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas	2.074	(345)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio de de operaciones interrumpidas	(11)	(7)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	2.166	(350)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	6.448	2.677
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	4.617	5.224

NOTA: Incluye las modificaciones necesarias con respecto al EFE publicado en 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A.

(*) Corresponde a los flujos de efectivo de las operaciones continuadas

RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO GRUPO CONSOLIDADO

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO CONSOLIDADO	2T2012	3T2012	% variación	Ene-Sep 2012
			3T12/2T12	
DEUDA NETA GRUPO CONSOLIDADO AL INICIO DEL PERIODO	8.911	9.960	11,8	11.663
ELIMINACIÓN DEUDA NETA DE YPF y RYPF Gas A CIERRE 2011	0	0	-	-1.939
DEUDA NETA GRUPO CONSOLIDADO SIN YPF AL INICIO DEL PERIODO	8.911	9.960	11,8	9.724
EBITDA	-1.405	-2.074	47,6	-5.405
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	-389	198	-	337
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	511	498	-2,5	1.135
INVERSIONES (1)	930	908	-2,4	2.762
DESINVERSIONES (1)	-60	-566	-	-766
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	39	243	-	928
OPERACIONES ACCIONES PROPIAS	51	1	-98,0	-1.312
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	-276	98	-	-11
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS (2)	259	447	72,6	955
EFFECTOS ASOCIADOS A LOS PRESTAMOS DEL GRUPO PETERSEN (3)	1.389	-10	-	1.356
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	9.960	9.703	-2,6	9.703
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	13.171	12.916	-1,9	12.916

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€) (4)	34.797	34.852	0,2	34.852
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%) (4)	28,6	27,8	-2,8	27,8
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	37,9	37,1	-2,1	37,1
ROACE antes de no recurrentes (%) (4)	4,8	8,8	83,3	8,0

- (1) A 30 de septiembre existen inversiones de carácter financiero por importe de 10 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 196 M€, no reflejadas en esta tabla.
- (2) Incluye principalmente intereses, dividendos cobrados, provisiones aplicadas y el efecto de variaciones en el perímetro societario.
- (3) Incluye principalmente el importe correspondiente a la provisión registrada sobre los préstamos financieros a Petersen.
- (4) El capital empleado excluye el de las operaciones interrumpidas. Incluyéndolo, el ratio de deuda neta sobre capital empleado a 30 de septiembre de 2012 ascendería a 23,9% y a 31,8% teniendo en cuenta las acciones preferentes. Igualmente, el ROACE mostrado no incluye resultado ni capital empleado de operaciones interrumpidas.

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2011	2T 2012	3T 2012	% Variación 3T12/3T11	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO CONSOLIDADO	Ene-Sep 2011	Ene-Sep 2012	% Variación 12/11
-138	-162	-172	24,6	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-398	-497	24,9
-145	67	18	-	RESULTADO DE POSICIONES	-169	26	-
6	-15	-18	-	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-39	-48	23,1
40	18	17	-57,5	INTERCALARIOS	107	53	-50,5
-54	-59	-67	24,1	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-166	-189	13,9
-291	-151	-222	-23,7	TOTAL	-665	-655	-1,5

TABLAS



PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 3T 2012

MAGNITUDES DE UPSTREAM

	Unidad	2011				2012				% Variación 12 / 11
		1T	2T	3T	Acum	1T	2T	3T	Acum	
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	324	296	283	301	323	320	339	327	8,8%
Producción de Líquidos	K Bep/día	130	100	99	110	136	144	145	142	29,2%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	30	30	30	30	33	30	30	31	4,2%
Norte de África	K Bep/día	30	3	2	12	39	49	47	45	290,2%
Resto del Mundo	K Bep/día	70	68	66	68	64	65	68	65	-4,0%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	195	196	184	191	188	176	194	186	-2,9%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	1	2	2	2	2	2	3	2	42,5%
Norte de África	K Bep/día	6	6	5	6	6	6	6	6	1,8%
Resto del Mundo	K Bep/día	187	188	177	184	180	167	186	178	-3,4%

MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2011				2012				% Variación 12 / 11
		1T	2T	3T	Acum	1T	2T	3T	Acum	
CRUDO PROCESADO	M tep	7,3	7,7	8,3	23,3	8,2	8,5	10,0	26,8	15,0%
Europa	M tep	6,4	6,8	7,3	20,6	7,3	7,6	9,1	24,0	16,8%
Resto del Mundo	M tep	0,9	0,9	1,0	2,7	0,9	0,9	0,9	2,7	1,0%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	9.251	9.458	9.834	28.543	10.138	9.839	11.119	31.096	8,9%
Ventas Europa	Kt	8.215	8.465	8.640	25.320	9.029	8.737	9.973	27.739	9,6%
Marketing Propio	Kt	5.009	5.274	5.291	15.574	4.961	4.796	4.891	14.648	-5,9%
Productos claros	Kt	4.273	4.409	4.535	13.217	4.170	4.100	4.206	12.476	-5,6%
Otros productos	Kt	736	865	756	2.357	791	696	685	2.172	-7,8%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.607	1.534	1.602	4.743	1.660	1.878	1.882	5.420	14,3%
Productos claros	Kt	1.202	1.110	1.164	3.476	1.446	1.685	1.808	4.939	42,1%
Otros productos	Kt	405	424	438	1.267	214	193	74	481	-62,0%
Exportaciones	Kt	1.599	1.657	1.747	5.003	2.408	2.063	3.200	7.671	53,3%
Productos claros	Kt	474	425	430	1.329	797	657	1.263	2.717	104,4%
Otros productos	Kt	1.125	1.232	1.317	3.674	1.611	1.406	1.937	4.954	34,8%
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.036	993	1.194	3.223	1.109	1.102	1.146	3.357	4,2%
Marketing Propio	Kt	406	467	480	1.353	480	518	503	1.501	10,9%
Productos claros	Kt	345	377	427	1.149	424	450	454	1.328	15,6%
Otros productos	Kt	61	90	53	204	56	68	49	173	-15,2%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	398	413	360	1.171	387	403	382	1.172	0,1%
Productos claros	Kt	304	321	309	934	295	304	311	910	-2,6%
Otros productos	Kt	94	92	51	237	92	99	71	262	10,5%
Exportaciones	Kt	232	113	354	699	242	181	261	684	-2,1%
Productos claros	Kt	31	68	102	201	78	73	99	250	24,4%
Otros productos	Kt	201	45	252	498	164	108	162	434	-12,9%
QUÍMICA										
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	710	666	671	2.047	593	541	538	1.672	-18,3%
Europa	Kt	624	590	582	1.796	518	456	463	1.437	-20,0%
Básica	Kt	236	214	199	648	161	137	151	449	-30,8%
Derivada	Kt	388	376	384	1.147	357	319	312	988	-13,9%
Resto del Mundo	Kt	86	77	88	251	75	86	75	236	-5,9%
Básica	Kt	16	19	20	55	22	17	8	48	-13,9%
Derivada	Kt	69	57	69	195	53	68	67	188	-3,6%
GLP										
GLP comercializado	Kt	784	596	612	1.992	782	607	507	1.896	-4,8%
Europa	Kt	507	292	285	1.084	496	304	229	1.029	-5,1%
Resto del Mundo	Kt	276	304	327	908	286	303	278	867	-4,5%

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

Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.

Las Ventas de GLP no incluyen las correspondientes a YPF Gas que ascendieron a 65 Kt en 1T11, a 94 Kt en 2T11, a 110 Kt en 3T11 y 64 Kt en 1T12

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.

Alguno de los recursos mencionados no constituyen a la fecha reservas probadas y serán reconocidos bajo dicho concepto cuando cumplan con los criterios formales exigidos por la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América.

Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Repsol. 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, 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 o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores y circunstancias identificadas en las comunicaciones y los documentos registrados por Repsol 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 y/o sus filiales.

Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, Repsol 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.