

Resultados 2T 2012



REPSOL

Madrid, 26 de julio de 2012

ÍNDICE:

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2012	4
1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES	5
1.1.- <i>UPSTREAM</i>	5
1.2.- <i>GNL</i>	7
1.3.- <i>DOWNSTREAM</i>	8
1.4.- <i>GAS NATURAL FENOSA</i>	10
1.5.- <i>CORPORACIÓN Y OTROS</i>	10
2.- RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO	11
3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS	13
3.1.- <i>IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS</i>	13
3.2.- <i>RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS</i>	13
3.3.- <i>INTERESES MINORITARIOS</i>	13
4.- HECHOS DESTACADOS	14
 TABLAS:	
<i>RESULTADOS 2T 2012</i>	16
<i>PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 2T 2012</i>	25

Como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. titularidad del Grupo Repsol, informado mediante hechos relevantes publicados los días 16 y 17 de abril de 2012, con número de registro 161677 y 161679, respectivamente, la información financiera de periodos anteriores 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.

Por otro lado, el número medio de acciones en circulación utilizado para el cálculo del beneficio por acción al 30 de junio de 2011 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" descrito en el apartado de Hechos posteriores.

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

2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/2T11	RESULTADOS SEGUNDO TRIMESTRE 2012	Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
792	1.079	893	12,8	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	1.787	1.972	10,4
442	458	436	-1,4	RESULTADO NETO CCS	867	894	3,1
699	1.081	936	33,9	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	1.700	2.017	18,6
380	460	481	26,6	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	825	941	14,1
886	1.330	636	-28,2	RESULTADO DE EXPLOTACION	2.109	1.966	-6,8
495	629	274	-44,6	RESULTADO NETO	1.057	903	-14,6
793	1.332	679	-14,4	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	2.022	2.011	-0,5
432	631	319	-26,2	RESULTADO NETO RECURRENTE	1.016	950	-6,5

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

2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/2T11	RESULTADOS SEGUNDO TRIMESTRE 2012	Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
526	621	406	-22,8	RESULTADO NETO CCS	1.154	1.027	-10,9
579	792	244	-57,9	RESULTADO NETO	1.344	1.036	-22,9

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

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO 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 481 M€ y el resultado de explotación recurrente a CCS ha alcanzado 936 M€. Ambas magnitudes son superiores (del 27% y 34% respectivamente) a las del mismo trimestre del año anterior.
- Los factores principales que explican este aumento son la reanudación de las operaciones en Libia, el aumento del precio de realización del gas fundamentalmente en Bolivia, como consecuencia del incremento de los precios de exportación ligados a cotizaciones de productos petrolíferos, y la entrada en producción de la Fase I de Margarita, y los mejores resultados de las divisiones de GNL y Gas Natural Fenosa.
- La producción de Upstream en este trimestre alcanzó los 320 Kbp/d, un 8% superior a la del mismo período de 2011. La producción durante todo el trimestre en Libia, tras la reanudación de las operaciones en octubre de 2011, es el evento más destacado. La producción en este país ya alcanzó en el trimestre niveles similares a los anteriores al conflicto bélico. Adicionalmente, la puesta en marcha a principios de mayo de la Fase I de Margarita, en Bolivia, comentada en el párrafo anterior, contribuye al aumento de producción.

- La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** al final del segundo trimestre 2012 se situó en 5.170 M€, lo que supone un incremento de 996 M€ respecto a la deuda neta de cierre del primer trimestre 2012. La deuda del periodo se ha visto impactada por los efectos asociados a los préstamos del Grupo Petersen (-1.389 M€) principalmente por la declaración de default en mayo. Compensando parcialmente este efecto, destacar que el EBITDA generado en el periodo, junto con la significativa reducción del fondo de maniobra comercial, ha permitido cubrir totalmente el desembolso de impuestos, inversiones e intereses.
- El Grupo Repsol excluyendo Gas Natural Fenosa muestra una sólida posición financiera, manteniendo a 30 de junio una liquidez (que incluye líneas de crédito comprometidas no dispuestas) suficiente para cubrir 4,4 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 segundo trimestre 2012 en el 14,7%, y en el 23,3% considerando las acciones preferentes. Sin considerar el capital empleado de las operaciones interrumpidas, estos ratios serían 17,6% y 27,9%, respectivamente.
- El 19 de julio, Repsol anunció el acuerdo para la venta de Repsol Butano Chile a un consorcio de inversores chilenos por aproximadamente 540 millones de dólares. Esta operación constituye la primera desinversión de activos no estratégicos que realiza Repsol desde la presentación de su nuevo plan estratégico.

1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas

2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/2T11		Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
316	654	490	55,1	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	806	1.144	41,9
293	659	518	76,8	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	783	1.177	50,3
100	136	144	44,0	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	115	140	21,8
1.099	1.054	987	-10,2	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.096	1.021	-6,9
296	323	320	8,1	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	310	322	3,8
353	610	499	41,4	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	789	1.109	40,6
103	80	206	100,0	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	156	286	83,3

2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/2T11	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
117,0	118,6	108,3	-7,4	Brent (\$/Bbl)	111,1	113,6	2,3
102,3	103,0	93,4	-8,7	WTI (\$/Bbl)	98,5	98,2	-0,3
4,3	2,7	2,2	-48,8	Henry Hub (\$/MBtu)	4,2	2,5	-40,5

2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/2T11	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
86,1	93,8	86,9	0,9	CRUDO (\$/Bbl)	83,6	90,3	8,0
3,5	3,5	3,9	11,4	GAS (\$/Miles scf)	3,3	3,7	12,1

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

El **resultado de explotación recurrente** en el segundo trimestre de 2012 ascendió a 518 M€, 77% superior al del segundo trimestre de 2011.

El aumento se explica principalmente por el mayor volumen de producción de líquidos en Libia, el efecto positivo del tipo de cambio y los mayores precios de realización de gas, fundamentalmente en Bolivia, como consecuencia del incremento de los precios de exportación, ligados a cotizaciones de productos petrolíferos, y la entrada en producción de la Fase I de Margarita:

- Los precios de realización de crudo y gas, netos del efecto de regalías, han tenido un impacto positivo de 55 M€
- El mayor volumen de producción, en especial de líquidos, ha tenido un efecto positivo de 269 M€
- El mayor coste exploratorio ha impactado negativamente en 83 M€. En 2T12 hubo mayor actividad sísmica y mayor amortización de sondeos, siendo Jagüey en Cuba el más significativo en importe.
- Las mayores amortizaciones han supuesto un menor resultado de 33 M€
- La apreciación del dólar frente al euro ha supuesto un mayor resultado de 59 M€

La **producción** en este trimestre alcanzó los 320 Kbep/d, un 8% superior a la del mismo período de 2011. Las variaciones fundamentales se producen en Libia, Bolivia y Trinidad y Tobago. En Libia la producción alcanza 47 Kbep/d. En Bolivia, la producción se ha situado en 26 Kbep/d, un 24% superior a la del segundo trimestre de 2011, como consecuencia de la entrada en producción de la Fase I de Margarita. Contrarrestando estos aumentos de producción, Trinidad y Tobago ha producido 119 Kbep/d, un 16% menos que el mismo período de 2011, debido fundamentalmente a menores entregas de gas por paradas e incidencias operativas en los trenes de Atlantic LNG,

así como en las plataformas por tareas de mantenimiento e integridad de las instalaciones y ejecución del proyecto de mejora de los módulos habitacionales. Durante la primera quincena de julio, la producción de T&T promedia 133 Kbp/d.

Actualmente, está en curso la perforación de cuatro pozos exploratorios: uno en el bloque brasileño de Espiritu Santo 21 (Magadi-1) uno en Bolivia (Sararenda-X1), uno en el bloque 57 en Perú (Sagari-4XD) y uno en el bloque PL-356 en Noruega (Ulvetanna).

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del primer semestre del año 2012 ha ascendido a 1.177 M€, un 50% superior a del mismo período de 2011. Los mayores volúmenes de producción, especialmente 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 el primer semestre del año 2012 (322 Kbp/d) ha sido un 4% superior a la del mismo período del año 2011 (310 Kbp/d) principalmente por la reanudación de la producción en Libia, registrándose producción durante todo el semestre, 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.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación** del segundo trimestre de 2012 en el área de Upstream han alcanzado 499 M€, un 41% superiores a las del mismo período de 2011. Las inversiones en desarrollo representaron un 63% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (37%), Brasil (13%), Perú (11%), Trinidad y Tobago (11%) y Bolivia (11%). Las inversiones en exploración representaron un 28% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (52%), Cuba (21%), Perú (11%) y Sierra Leona (8%).

En el primer semestre del año 2012 las inversiones en Upstream ascendieron a 1.109 M€, un 41% superiores a las del ejercicio 2011. La inversión en desarrollo representó el 54% del total y se realizaron principalmente en EE.UU (36%), Trinidad y Tobago (15%), Brasil (12%), Venezuela (10%), Bolivia (9%) y Perú (9%). Las inversiones en exploración representaron un 24% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU (43%), Cuba (20%), Brasil (14%), Perú (8%) y Sierra Leona (7%).

1.2.- GNL
Cifras no auditadas

2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/2T11		Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
53	158	79	49,1	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	168	237	41,1
53	158	78	47,2	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	168	236	40,5
48,1	50,7	46,1	-4,2	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	46,7	48,4	3,6
97,9	106,3	95,4	-2,6	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	230,5	201,7	-12,5
5	11	6	20,0	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	7	17	142,9

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

El **resultado de explotación recurrente** en el segundo trimestre del 2012 se situó en 78 M€, un 47% superior a los 53 M€ del mismo período del año anterior.

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

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente del primer semestre del año 2012 ha ascendido a 236 M€, registrando un aumento del 41% 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 segundo trimestre y del primer semestre del año 2012 en el área de GNL han alcanzado 6 M€ y 17 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

2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/2T11		Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
210	81	202	-3,8	RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	422	283	-32,9
216	82	205	-5,1	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	428	287	-32,9
2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/2T11		Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
304	332	-55	-	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	744	277	-62,8
310	333	-52	-	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE (M€)	750	281	-62,5
9.458	10.138	9.839	4,0	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	18.709	19.977	6,8
666	593	545	-18,2	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	1.376	1.137	-17,3
596	782	607	1,8	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	1.380	1.388	0,6
360	138	157	-56,4	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	646	295	-54,3
2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/2T11	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
2,1	3,0	4,7	123,8	España	2,1	3,9	85,7

El resultado de explotación recurrente a CCS en el segundo trimestre de 2012 se situó en 205 M€, un 5% inferior al del mismo trimestre de 2011.

La disminución del resultado de explotación recurrente a CCS del segundo 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 43 M€ en el resultado del negocio.
- En **Química**, los márgenes se mantienen en los mismos niveles del segundo trimestre de 2011, (aunque aumentan con respecto a los mínimos del 1T12). Sin embargo, las menores ventas debido a la baja demanda y a la parada plurianual de Sines, ha tenido un efecto negativo en el resultado de 27 M€. Aun así, el resultado operativo de Química a CCS está en terreno positivo.
- Los negocios comerciales de **GLP** y **Marketing** presentan en conjunto un resultado similar al del segundo trimestre del 2011.
 - En el caso del Marketing, los márgenes en EESS de España prosiguen sólidos aunque no logran compensar del todo la caída de los volúmenes de venta.
 - En el caso del GLP se produce un aumento de los márgenes debido a la caída de las cotizaciones de la materia prima. Lo anterior, unido a un nivel de ventas similar al del trimestre de comparación, ha generado un aumento del resultado en este negocio.
- Los resultados de Trading y del resto de actividades explican la diferencia.

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente a CCS del primer semestre del ejercicio 2012 ha sido de 287 M€, un 33% inferior a los 428 M€ obtenidos el año anterior, principalmente por el menor resultado del negocio de Química y, en menor medida, los menores volúmenes de ventas en Marketing.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación** en el área de Downstream en el segundo trimestre de 2012 fueron de 157 M€. Las inversiones en el primer semestre de 2012 ascendieron a 295 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

2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/2T11		Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
265	246	229	-13,6	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	512	475	-7,2
188	241	232	23,4	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	437	473	8,2
86	67	118	37,2	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	156	185	18,6

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del segundo trimestre de 2012 ascendió a 232 M€, frente a los 188 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 23%.

El incremento es debido principalmente a los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y de Unión Fenosa Gas, que se compensa parcialmente por el impacto en los resultados del negocio eléctrico en España del RD-Ley 13/2012 y el efecto en los resultados de las desinversiones realizadas durante 2011 (activos de distribución de gas en Madrid y de distribución de electricidad en Guatemala).

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del primer semestre del año 2012 fue de 473 M€, un 8% superior al del año anterior y se explica por las mismas razones que el resultado del trimestre.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación** de Gas Natural Fenosa durante el segundo trimestre y el primer semestre de 2012 han alcanzado 118 M€ y 185 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 segundo trimestre de 2012 se registró un resultado recurrente negativo de 97 M€

2.- RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO

(*) En este apartado se recogen los datos del resultado financiero y de la situación financiera del Grupo excluyendo al Grupo Gas Natural Fenosa. Los datos correspondientes al Grupo Consolidado se facilitan en las tablas de resultados del segundo trimestre del ejercicio 2012 (página 25 del presente avance de resultados).

Cifras no auditadas

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	1T2012	2T2012	% variación	Ene-Jun 12
			2T12/1T12	
DEUDA NETA GRUPO SIN GAS NATURAL FENOSA AL INICIO DEL PERIODO	6.775	-	-	6.775
ELIMINACIÓN DEUDA NETA DE YPF y RYPF Gas A CIERRE 2011	-1.939	-	-	-1.939
DEUDA NETA GRUPO SIN GAS NATURAL FENOSA NI YPF AL INICIO DEL PERIODO	4.836	4.174	-13,7	4.836
EBITDA	-1.534	-1.030	-32,9	-2.564
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	473	-402	-	71
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	103	446	333,0	549
INVERSIONES (1)	838	735	-12,3	1.573
DESINVERSIONES (1)	-8	-16	100,0	-24
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	643	0	-	643
OPERACIONES ACCIONES PROPIAS	-1.364	51	-	-1.313
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	123	-262	-	-139
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS (2)	87	85	-2,3	172
EFFECTOS ASOCIADOS A LOS PRESTAMOS DEL GRUPO PETERSEN (3)	-23	1.389	-	1.366
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	4.174	5.170	23,9	5.170
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	7.211	8.202	13,7	8.202
Ratio de endeudamiento				
CAPITAL EMPLEADO (M€) (4)	28.483	29.346	3,0	29.346
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	14,7	17,6	19,7	17,6
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	25,3	27,9	10,3	27,9
ROACE antes de no recurrentes (%) (5)	11,3	4,9	-56,6	8,1

(1) A 30 de junio de 2012 existen inversiones de carácter financiero por importe de 9 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 178 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) Incluye principalmente dividendos cobrados, provisiones aplicadas e intereses. Destacar en el trimestre el dividendo cobrado por Repsol abonado por Gas Natural Fenosa (139 M€).

(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 junio de 2012 ascendería a 14,7% y a 23,3% teniendo en cuenta las acciones preferentes.

(5) El ROACE no incluye resultado ni capital empleado de operaciones interrumpidas.

La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** al final del segundo trimestre 2012 se situó en 5.170 M€, con un incremento de 996 M€ respecto a la del cierre del primer trimestre 2012, destacando en el periodo:

- Generación de EBITDA, unido a una reducción significativa del fondo de maniobra comercial, que ha permitido absorber totalmente el pago de impuestos, desembolso de inversiones y de intereses.
- Incremento de deuda (1.389 M€) debido a los efectos asociados a los préstamos del Grupo Petersen, principalmente por la declaración de default en mayo.

El Grupo Repsol excluyendo Gas Natural Fenosa muestra una sólida posición financiera, manteniendo a 30 de junio una liquidez (que incluye líneas de crédito comprometidas disponibles) suficiente para cubrir 4,4 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 segundo trimestre 2012 en el 17,6%, y en el 27,9% considerando las acciones preferentes. Incluyendo el capital empleado de las actividades interrumpidas estos ratios se situarían en 14,7% y 23,3% respectivamente.

Cifras no auditadas

2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/1T11	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO EX GNF	Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
-58	-104	-104	79,3	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-130	-208	60,0
25	-61	67	168,0	RESULTADO DE POSICIONES	-26	6	-
-13	-13	-13	0,0	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-40	-26	-35,0
35	17	17	-51,4	INTERCALARIOS	65	34	-47,7
-45	-55	-55	22,2	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-95	-110	15,8
-56	-216	-88	57,1	TOTAL	-226	-304	34,5

El **gasto financiero neto acumulado** a junio 2012 del **Grupo ex Gas Natural Fenosa** se situó en 304 M€, incrementándose en 78 M€ respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, principalmente por un mayor gasto por intereses derivado de unos mayores saldos medios de deuda neta y de la entrada del “step up” de las acciones preferentes.

3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS

3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo efectivo del Impuesto sobre beneficios para el primer semestre de 2012, antes del resultado de las sociedades participadas, ha sido del 44%, con un gasto por impuesto devengado de 674 M€. El nuevo tipo estimado para el año 2012 es del orden del 44%.

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas

2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/2T11	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
-6,4	1,2	10,2	-	UPSTREAM	-0,9	11,4	-
10,7	16,4	27,6	157,9	GNL	17,8	44,1	147,8
7,8	7,9	1,1	-85,9	DOWNSTREAM	14,3	9,0	-37,1
1,0	1,1	0,5	-50,0	Gas Natural Fenosa	1,6	1,7	6,3
13,1	26,7	39,4	200,8	TOTAL	32,8	66,1	101,5

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el segundo trimestre de 2012 a 39 M€, muy superior al del mismo trimestre del año anterior.

En el área de Upstream el mayor resultado se debe a la baja de inventarios y gastos de garantía asociados a la renuncia de llevar a cabo más actividades en el área en la sociedad ENIREPSA en 2T11, en GNL los mayores resultados se deben a Perú LNG y en Downstream la variación negativa es debida a los menores resultados en Dynasol.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el segundo trimestre de 2012 ascendió a 1 M€ frente a 26 M€ del segundo 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). La variación del resultado entre trimestres se debe al descenso del resultado de ambas compañías como consecuencia de los efectos patrimoniales negativos del 2T12.

4.- HECHOS DESTACADOS

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

En **Upstream**, a principios de mayo se inauguró la nueva planta de procesamiento de gas y entró en producción la Fase I del importante proyecto de desarrollo de gas de Margarita-Huacaya en Bolivia. La puesta en marcha de la planta junto con el sistema de recolección de fluidos y gasoductos y completación de pozos, ha permitido elevar la producción desde los 3 Millones de m³ diarios anteriores a los 9 Millones de m³ diarios. Margarita es uno de los grandes proyectos contemplados en el Plan Estratégico de Repsol y ya ha comenzado a aportar un importante volumen de producción con sus correspondientes beneficios económicos.

El 24 de mayo, Repsol Sinopec emitió una nota de prensa confirmando el gran potencial del bloque BM-C-33 en el presalino brasileño. Repsol Sinopec Brasil estima que el bloque BM-C-33, en aguas ultra profundas de la Cuenca de Campos, contiene recursos de más de 700 millones de barriles de crudo ligero y 3 Tcf de gas. Los socios trabajan en un plan de desarrollo para la zona, cuyo gran potencial es ya una realidad. El consorcio que opera el pozo está liderado por Repsol Sinopec Brasil, que con un 35% de participación es el operador y cuenta con Statoil (35%) y Petrobras (30%).

El 20 de junio de 2012 en la Ronda exploratoria 2012 celebrada en EEUU se obtuvieron cinco nuevos bloques exploratorios en el sector central marino del Golfo de México en los que Repsol será la compañía operadora en tres de ellos. Se trata de la primera ronda desde el incidente del sondeo Macondo y la moratoria impuesta por el Gobierno.

En junio Repsol adquirió a la compañía Arcadia Petroleum Ltd ("Arcadia") un 44% de participación en la licencia exploratoria 0010, situada en las costas de Namibia y que comprende los bloques offshore 1910A, 1911 y 2011A. La operación está pendiente a la fecha de aprobación por parte de las autoridades de Namibia

En **Downstream**, el 19 de julio, Repsol anunció que había alcanzado un acuerdo para la venta de Repsol Butano Chile a un consorcio de inversores chilenos liderados por LarrainVial, por aproximadamente 540 millones de dólares. La transacción generará una plusvalía neta de algo más de 170 millones de dólares. Esta operación se enmarca en los objetivos de desinversiones en activos no estratégicos recogido en el Plan Estratégico 2012-2016 de Repsol, que prevé hasta 4.500 millones de euros de desinversión para dicho periodo. Estas desinversiones ascienden ya a 1.850 millones de euros.

En **Corporación**, el 19 de julio Repsol anunció que dentro del programa de desinversiones, Repsol se encuentra analizando de forma preliminar diferentes alternativas en el marco de una gestión dinámica permanente del portafolio de negocios, entre las que se incluyen aquellas relativas a sus activos de GNL (Gas Natural Licuado), sin que por el momento se haya tomado decisión alguna al respecto. Asimismo, para mejorar la posición de liquidez y reforzar la caja frente a potenciales condiciones adversas de mercado, la Compañía ha cerrado tres operaciones de financiación, independientes entre sí, por un importe total de 1.000 millones de euros y un plazo de 12 meses, mediante la contratación de sendos derivados financieros (*share forward transaction*) que tienen como subyacente un total de 104.762.387 acciones de Gas Natural SDG, S.A., representativas de un 10,47% de su capital social. A su vencimiento, los derivados financieros se liquidarán en efectivo, comprometiéndose Repsol a devolver a cada entidad financiera el valor de mercado de las acciones subyacentes en la fecha de vencimiento. Como cobertura frente a las variaciones del precio de cotización de las acciones subyacentes, simultáneamente a la firma del derivado, Repsol ha suscrito con cada entidad financiera otro derivado (un *share swap transaction*) por el mismo importe nocional y con liquidación a vencimiento igualmente en efectivo.

El 6 de julio, como continuación de los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores en fechas 31 de mayo de 2012 (número de registro 165.830) y 19 de junio de 2012 (número de registro 167.400), Repsol, S.A. ("Repsol") comunicó la finalización el 5 de julio de 2012 del periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita correspondientes al aumento de capital liberado a través del cual se instrumenta el sistema "Repsol Dividendo Flexible" en sustitución del que hubiera sido el dividendo complementario del ejercicio 2011. Los titulares de un 63,64% de los derechos de asignación gratuita (un total de 776.935.821 derechos) han optado por recibir nuevas acciones de Repsol. Por tanto, el número definitivo de acciones ordinarias de un (1) euro de valor nominal unitario que se han emitido en el aumento de capital es de 35.315.264, siendo el importe nominal del aumento de 35.315.264 euros, lo que supone un incremento de aproximadamente un 2,89% sobre la cifra del capital social de Repsol previa al aumento de capital.

El 12 de junio, la agencia Moody's Investors Service anunció una rebaja de la calificación crediticia de Repsol, así como las de sus filiales Repsol International Finance B.V. y Repsol International Capital Ltd., que emiten títulos de deuda y preferentes respectivamente. Así, las calificaciones crediticias a largo plazo pasan de Baa2 a Baa3, de corto plazo de Prime-2 a Prime-3 y las preferentes de Ba1 a Ba2, todas ellas con perspectiva estable. Además, el 29 de junio, Moody's anunció la rebaja de la perspectiva desde estable a negativa.

El 22 de junio, la agencia Standard&Poors anunció el cambio de la perspectiva del rating de Repsol (BBB-/A3) de negativa a estable.

El 8 de junio, la agencia Fitch Ratings anunció una rebaja de la calificación crediticia a largo plazo de Repsol desde BBB a BBB-, con perspectiva negativa, y eliminó el Rating Watch Negativo (RWN). La calificación crediticia a corto plazo se mantuvo en F3

El 6 de junio, la Compañía puso en marcha el Segundo Ciclo del Plan de Entrega de Acciones dirigido a los beneficiarios de esquemas de retribución plurianual del Grupo Repsol.

El 31 de mayo, la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A., celebrada en segunda convocatoria, aprobó todas las propuestas formuladas por el Consejo de Administración respecto de los asuntos incluidos en el Orden del Día. Entre estos acuerdos se encuentra la modificación de la denominación social de la Compañía, que vuelve a ser Repsol, S.A. Asimismo, la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobó la reelección de los Consejeros D. Isidro Fainé Casas y D. Juan María Nin Génova, por el plazo estatutario de 4 años.

El 31 de mayo, Repsol informó que el día anterior, en ejercicio de las facultades contractuales que le correspondían, notificó a las entidades Petersen Energía Inversora, S.A. y Petersen Energía, S.A. el vencimiento anticipado de los Contratos de préstamo suscritos por dichas compañías con Repsol el 21 de febrero de 2008 y el 19 de mayo de 2011 (Seller Credit Agreement I y II), los cuales tienen como garantía pignoratícia un total de 21.174.920 acciones ordinarias clase D de YPF, S.A. en la forma de American Depositary Shares, titularidad del Grupo Petersen. Conforme a los términos de la garantía pignoratícia, una vez notificado el vencimiento anticipado de los préstamos, Repsol, en su condición de acreedor pignoraticio, a través del *collateral agent* o agente de garantías (The Bank of New York Mellon), podrá ejercer los derechos políticos correspondientes a las acciones pignoradas.

El 28 de mayo, el Consejo de Administración de Repsol aprobó el nuevo Plan Estratégico de la compañía para el período 2012-2016. Asimismo, con el fin de impulsar el desarrollo del Plan y con el foco puesto en su visión de futuro, el Consejo de Administración aprobó también por unanimidad, a propuesta de su Presidente y previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, una nueva Estructura Organizativa en la que se refuerza tanto el Área Corporativa de la Compañía como la de los Negocios.

El 10 de mayo, Repsol notificó a la Excm. Presidenta de la Nación Argentina la existencia de una controversia entre Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A., por una parte, y la República Argentina por la otra, bajo el Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina, firmado el 3 de octubre de 1991 (el "Tratado"). La controversia deriva del proceso de expropiación por parte del Estado Argentino de la mayoría del capital de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. representado por acciones titularidad de Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A., respectivamente.

Madrid, 26 de julio de 2012

Relación con Inversores
Website: www.repsol.com

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

Hoy 26 de julio de 2012 a las 12:30 horas (CET), tendrá lugar una teleconferencia a analistas e inversores institucionales con el objetivo de informar de los resultados de Repsol, S.A. correspondientes al segundo 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 2º 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-JUNIO	
	2T11	1T12	2T12	2011	2012
EBITDA	1.346	1.926	1.405	3.089	3.331
Ingresos de explotación.....	13.096	15.060	14.018	26.330	29.078
Resultado de explotación.....	886	1.330	636	2.109	1.966
Resultado financiero.....	(129)	(282)	(151)	(374)	(433)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	13	27	39	33	66
Resultado antes de impuestos	770	1.075	524	1.768	1.599
Impuesto sobre beneficios.....	(249)	(425)	(249)	(645)	(674)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	521	650	275	1.123	925
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(26)	(21)	(1)	(66)	(22)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	495	629	274	1.057	903
Resultado de operaciones interrumpidas (*).....	84	163	(30)	287	133
RESULTADO NETO	579	792	244	1.344	1.036
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (**)					
* Euros/acción	0,46	0,67	0,20	1,07	0,87
* \$/ADR	0,67	0,89	0,26	1,55	1,10

NOTA: La información de 2011 y del 1T12 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. y Repsol YPF Gas, S.A.

(*) Incluye el resultado neto de impuestos y de socios externos aportado por YPF, S.A., Repsol 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 Repsol YPF Gas S.A.

(**) En julio de 2012 se ha llevado 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 1.256.178.727 durante el 2011 y de 1.190.466.357 durante el 2012.

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

1,445 dólares por euro en 2T11

1,336 dólares por euro en 1T12

1,259 dólares por euro en 2T12

RESULTADOS DE REPSOL DESGLOSADOS POR RECURRENTES Y NO RECURRENTES

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

	SEGUNDO TRIMESTRE 2011			ENERO - JUNIO 2011		
	Total	No recurrentes	Recurrentes	Total	No recurrentes	Recurrentes
Resultado de explotación.....	886	93	793	2.109	87	2.022
Upstream.....	316	23	293	806	23	783
GNL.....	53	-	53	168	-	168
Downstream.....	304	(6)	310	744	(6)	750
Gas Natural Fenosa.....	265	77	188	512	75	437
Corporación y ajustes.....	(52)	(1)	(51)	(121)	(5)	(116)
Resultado financiero.....	(129)	1	(130)	(374)	(16)	(358)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	13	-	13	33	-	33
Resultado antes de impuestos.....	770	94	676	1.768	71	1.697
Impuesto sobre beneficios.....	(249)	(31)	(218)	(645)	(30)	(615)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	521	63	458	1.123	41	1.082
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(26)	-	(26)	(66)	-	(66)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	495	63	432	1.057	41	1.016
Resultado de operaciones interrumpidas (*).....	84	84	-	287	287	-
RESULTADO NETO.....	579	147	432	1.344	328	1.016

	PRIMER TRIMESTRE 2012		
	Total	No recurrentes	Recurrentes
Resultado de explotación.....	1.330	(2)	1.332
Upstream.....	654	(5)	659
GNL.....	158	-	158
Downstream.....	332	(1)	333
Gas Natural Fenosa.....	246	5	241
Corporación y ajustes.....	(60)	(1)	(59)
Resultado financiero.....	(282)	(1)	(281)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	27	-	27
Resultado antes de impuestos.....	1.075	(3)	1.078
Impuesto sobre beneficios.....	(425)	1	(426)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	650	(2)	652
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(21)	-	(21)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	629	(2)	631
Resultado de operaciones interrumpidas (*).....	163	163	-
RESULTADO NETO.....	792	161	631

	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

NOTA: La información de 2011 y del 1T12 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. y Repsol YPF Gas, S.A.

(*) Incluye el resultado neto de impuestos y de socios externos aportado por YPF, S.A., Repsol 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 Repsol 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 - JUNIO	
	2T11	1T12	2T12	2011	2012
Upstream	316	654	490	806	1.144
Norteamérica y Brasil	115	117	75	201	192
Norte de Africa	(34)	337	347	128	684
Resto del Mundo	235	200	68	477	268
GNL	53	158	79	168	237
Downstream	304	332	(55)	744	277
Europa	255	292	(43)	635	249
Resto del Mundo	49	40	(12)	109	28
Gas Natural Fenosa	265	246	229	512	475
Corporación y ajustes	(52)	(60)	(107)	(121)	(167)
TOTAL	886	1.330	636	2.109	1.966

NOTA: La información de 2011 y del 1T12 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. y Repsol 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-JUNIO	
	2T11	1T12	2T12	2011	2012
Upstream	497	868	857	1.151	1.725
Norteamérica y Brasil	161	216	204	312	420
Norte de Africa	8	352	368	183	720
Resto del Mundo	328	300	285	656	585
GNL	94	202	129	251	331
Downstream	469	502	120	1.043	622
Europa	411	451	120	913	571
Resto del Mundo	58	51	0	130	51
Gas Natural Fenosa	325	391	377	731	768
Corporación y ajustes	(39)	(37)	(78)	(87)	(115)
TOTAL	1.346	1.926	1.405	3.089	3.331

NOTA: La información de 2011 y del 1T12 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. y Repsol 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-JUNIO	
	2T11	1T12	2T12	2011	2012
Upstream	353	610	499	789	1.109
Norteamérica y Brasil	171	406	260	466	666
Norte de Africa	33	5	7	47	12
Resto del Mundo	149	199	232	276	431
GNL	5	11	6	7	17
Downstream	360	138	157	646	295
Europa	345	127	146	618	273
Resto del Mundo	15	11	11	28	22
Gas Natural Fenosa	86	67	118	156	185
Corporación y ajustes	23	32	17	29	49
TOTAL	827	858	797	1.627	1.655

(*) 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 y del 1T12 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. y Repsol YPF Gas, S.A.

BALANCE DE SITUACIÓN AJUSTADO DE REPSOL
(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	JUNIO
	2011	2012
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	4.645	2.684
Otro inmovilizado intangible	3.138	3.114
Inmovilizado material	36.759	28.070
Inversiones inmobiliarias	24	25
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	699	738
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	-	5.653
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	2.322	887
Otros	128	382
Activos por impuestos diferidos	2.569	3.109
Otros activos no corrientes.....	344	251
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta.....	258	464
Existencias	7.278	5.639
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	9.222	7.815
Otros activos corrientes	220	120
Otros activos financieros corrientes	674	473
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.677	3.953
TOTAL ACTIVO	70.957	63.377
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	23.538	26.732
Atribuido a los intereses minoritarios	3.505	762
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	118	72
Provisiones no corrientes	3.826	2.193
Pasivos financieros no corrientes	15.345	15.357
Pasivos por impuesto diferido	3.839	2.895
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	2.864	2.892
Otros	818	806
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta.....	32	107
Provisiones corrientes	452	183
Pasivos financieros corrientes	4.985	3.020
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	223	230
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	11.412	8.128
TOTAL PASIVO	70.957	63.377

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	ENERO-JUNIO	
	2011	2012
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION (*)		
Resultado antes de impuestos	1.768	1.599
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	1.044	1.287
Otros ajustes del resultado (netos)	277	445
EBITDA	3.089	3.331
Cambios en el capital corriente	(1.060)	(139)
Cobros de dividendos	17	37
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(488)	(637)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(86)	(147)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(557)	(747)
	1.472	2.445
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (*)		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(90)	(57)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(1.537)	(1.674)
Otros activos financieros	(290)	(132)
Total Inversiones	(1.917)	(1.863)
Cobros por desinversiones	589	395
Otros flujos de efectivo	(6)	2
	(1.334)	(1.466)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (*)		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	-	1.313
Cobros por emisión de pasivos financieros	2.738	5.443
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(4.002)	(5.335)
Pagos por dividendos	(671)	(685)
Pagos de intereses	(419)	(413)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(283)	303
	(2.637)	626
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio de operaciones continuadas	(110)	15
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES CONTINUADAS	(2.609)	1.620
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas	564	874
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas	(738)	(872)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas	2.099	(339)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio de operaciones interrumpidas	(28)	(7)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	1.897	(344)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	6.448	2.677
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	5.736	3.953

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. y Repsol YPF Gas, S.A.

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

RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO GRUPO CONSOLIDADO

Cifras no auditadas

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO CONSOLIDADO	1T2012	2T2012	% variación	Ene-Jun 12
			2T12/1T12	
DEUDA NETA GRUPO CONSOLIDADO AL INICIO DEL PERIODO	11.663	-	-	11.663
ELIMINACIÓN DEUDA NETA DE YPF y RYPF Gas A CIERRE 2011	-1.939	-	-	-1.939
DEUDA NETA GRUPO CONSOLIDADO SIN YPF AL INICIO DEL PERIODO	9.724	8.911	-8,4	9.724
EBITDA	-1.926	-1.405	-27,1	-3.331
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	528	-389	-	139
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	126	511	305,6	637
INVERSIONES (1)	924	930	0,6	1.854
DESINVERSIONES (1)	-140	-60	-57,1	-200
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	646	39	-94,0	685
OPERACIONES ACCIONES PROPIAS	-1.364	51	-	-1.313
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	167	-276	-	-109
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS (2)	249	259	4,0	508
EFFECTOS ASOCIADOS A LOS PRESTAMOS DEL GRUPO PETERSEN (3)	-23	1.389	-	1.366
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	8.911	9.960	11,8	9.960
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	12.126	13.171	8,6	13.171

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€) (4)	33.898	34.797	2,7	34.797
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	26,3	28,6	8,7	28,6
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	35,8	37,9	5,9	37,9
ROACE antes de no recurrentes (%) (5)	10,2	4,8	-52,9	7,5

(1) En el segundo trimestre 2012 existen inversiones de carácter financiero por importe de 9 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 195 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) Incluye principalmente dividendos cobrados, provisiones aplicadas e intereses.

(3) Incluye principalmente el importe correspondiente a la provisión registrada sobre los préstamos financieros a Petersen.

(4) El capital empleado excluye las actividades interrumpidas. Incluyéndolo, el ratio de deuda neta sobre capital empleado ascendería a 24,5% y a 32,4% teniendo en cuenta las acciones preferentes.

(5) El ROACE no incluye resultado ni capital empleado de operaciones interrumpidas.

Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2011	1T 2012	2T 2012	% Variación 2T12/1T12	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO CONSOLIDADO	Ene-Jun 2011	Ene-Jun 2012	% Variación 12/11
-122	-163	-162	32,8	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-260	-325	25,0
23	-59	67	191,3	RESULTADO DE POSICIONES	-24	8	-
-16	-15	-15	-6,3	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-45	-30	-33,3
36	18	18	-50,0	INTERCALARIOS	67	36	-46,3
-50	-63	-59	18,0	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-112	-122	8,9
-129	-282	-151	17,1	TOTAL	-374	-433	15,8

TABLAS



PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 2T 2012

MAGNITUDES DE UPSTREAM

	Unidad	2011			2012			% Variación 12 / 11
		1T	2T	Acum	1T	2T	Acum	
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	324	296	310	323	320	322	3,8%
Producción de Líquidos	K Bep/día	130	100	115	136	144	140	21,8%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	30	30	30	33	30	32	6,4%
Norte de África	K Bep/día	30	3	16	39	49	44	173,0%
Resto del Mundo	K Bep/día	70	68	69	64	65	64	-6,9%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	195	196	195	188	176	182	-6,9%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	1	2	2	2	2	2	34,0%
Norte de África	K Bep/día	6	6	6	6	6	6	0,4%
Resto del Mundo	K Bep/día	187	188	188	180	167	174	-7,4%

MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2011			2012			% Variación 12 / 11
		1T	2T	Acum	1T	2T	Acum	
CRUDO PROCESADO	M tep	7,3	7,7	15,0	8,2	8,5	16,7	11,7%
Europa	M tep	6,4	6,8	13,3	7,3	7,6	14,9	12,5%
Resto del Mundo	M tep	0,9	0,9	1,7	0,9	0,9	1,8	5,8%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	9.251	9.458	18.709	10.138	9.839	19.977	6,8%
Ventas Europa	Kt	8.215	8.465	16.680	9.029	8.737	17.766	6,5%
Marketing Propio	Kt	5.009	5.274	10.283	4.961	4.796	9.757	-5,1%
Productos claros	Kt	4.273	4.409	8.682	4.170	4.100	8.270	-4,7%
Otros productos	Kt	736	865	1.601	791	696	1.487	-7,1%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.607	1.534	3.141	1.660	1.878	3.538	12,6%
Productos claros	Kt	1.202	1.110	2.312	1.446	1.685	3.131	35,4%
Otros productos	Kt	405	424	829	214	193	407	-50,9%
Exportaciones	Kt	1.599	1.657	3.256	2.408	2.063	4.471	37,3%
Productos claros	Kt	474	425	899	797	657	1.454	61,7%
Otros productos	Kt	1.125	1.232	2.357	1.611	1.406	3.017	28,0%
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.036	993	2.029	1.109	1.102	2.211	9,0%
Marketing Propio	Kt	406	467	873	480	518	998	14,3%
Productos claros	Kt	345	377	722	424	450	874	21,1%
Otros productos	Kt	61	90	151	56	68	124	-17,9%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	398	413	811	387	403	790	-2,6%
Productos claros	Kt	304	321	625	295	304	599	-4,2%
Otros productos	Kt	94	92	186	92	99	191	2,7%
Exportaciones	Kt	232	113	345	242	181	423	22,6%
Productos claros	Kt	31	68	99	78	73	151	52,5%
Otros productos	Kt	201	45	246	164	108	272	10,6%
QUÍMICA								
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	710	666	1.376	593	545	1.137	-17,3%
Europa	Kt	624	590	1.214	518	459	976	-19,5%
Básica	Kt	236	214	450	161	140	301	-33,1%
Derivada	Kt	388	376	764	357	319	676	-11,6%
Resto del Mundo	Kt	86	77	162	75	86	161	-0,9%
Básica	Kt	16	19	36	22	17	40	12,1%
Derivada	Kt	69	57	127	53	68	121	-4,5%
GLP								
GLP comercializado	Kt	784	596	1.380	782	607	1.388	0,6%
Europa	Kt	507	292	799	496	304	799	0,0%
Resto del Mundo	Kt	276	304	580	286	303	589	1,5%

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 Repsol YPF Gas que ascendieron a 94 Kt en 2T11 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.

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.