

Resultados 2T 2013



REPSOL

Madrid, 25 de Julio de 2013

ÍNDICE:

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2013.....	3
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
 <u>TABLAS:</u>	
RESULTADOS 2T 2013.....	16
PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 2T 2013	25

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

2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12	RESULTADOS SEGUNDO TRIMESTRE 2013	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
893	1.287	936	4,8	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	1.972	2.223	12,7
436	634	464	6,4	RESULTADO NETO CCS	894	1.098	22,8
936	1.314	979	4,6	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	2.017	2.293	13,7
481	676	509	5,8	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	941	1.185	25,9
636	1.292	699	9,9	RESULTADO DE EXPLOTACION (MIFO)	1.966	1.991	1,3
274	637	308	12,4	RESULTADO NETO (MIFO)	903	945	4,7
679	1.319	742	9,3	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (MIFO)	2.011	2.061	2,5
319	679	353	10,7	RESULTADO NETO RECURRENTE (MIFO)	950	1.032	8,6

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

2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12	RESULTADOS SEGUNDO TRIMESTRE 2013	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
406	631	423	4,2	RESULTADO NETO CCS	1.027	1.054	2,6
244	634	267	9,4	RESULTADO NETO (MIFO)	1.036	901	-13,0

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

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2013

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 509 M€ y el resultado de explotación recurrente a CCS ha alcanzado 979 M€. Estas magnitudes son un 5,8% y un 4,6% superiores a las del mismo trimestre del año anterior respectivamente.
- Los factores principales que explican los resultados del trimestre son:
 - En **Upstream**, el resultado de explotación recurrente ascendió a 514 M€, en línea con el mismo período del año anterior. En un entorno de precios del Brent más bajos, el precio de realización de crudo se ha mantenido estable gracias a la venta del 20% del bloque 16 en Ecuador y la producción incremental de crudo con mejor precio de realización en Brasil y EEUU, mientras que el precio de realización del gas sí se ha visto impactado. Por otro lado, la producción de 359 Kbp/d ha sido un 12% superior a la del mismo período del año anterior. Este incremento se explica principalmente por la entrada en producción de los proyectos clave y las menores paradas de mantenimiento en T&T,

compensando la venta del 20% del bloque 16 en Ecuador en septiembre del año 2012, antes mencionada. Otros factores que han impactado durante el trimestre han sido: unos menores costes exploratorios, las mayores amortizaciones y la depreciación del dólar frente al euro.

- En **GNL**, el resultado de explotación recurrente ascendió a 170 M€, un 118% superior al del mismo trimestre de 2012. Los mejores volúmenes y márgenes de comercialización y el mejor resultado de los negocios de Norteamérica explican este incremento.
- En **Downstream**, el resultado de explotación recurrente a CCS ascendió a 147 M€, un 28% inferior al del mismo trimestre de 2012. El Refino se ha visto impactado negativamente por el peor comportamiento de los diferenciales entre crudos ligeros y pesados, el diferencial entre el crudo Ural y el Brent, y los peores márgenes de productos, principalmente en gasolinas y gasóleos, dando lugar a un peor margen de refino en el trimestre (2,6 \$/Bbl) con respecto al mismo período del año anterior (4,7 \$/Bbl). En Química, la caída del precio de la nafta y el mayor volumen de ventas de productos petroquímicos no ha podido compensar la caída de los precios de los productos finales produciendo una caída de márgenes. Por otro lado, los negocios comerciales de GLP y Marketing presentan un resultado similar al segundo trimestre del 2012.
- En **Gas Natural Fenosa**, el resultado de explotación recurrente ascendió a 239 M€, ligeramente superior al del mismo período de 2012. El mejor resultado se debe fundamentalmente a los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas, compensado en parte con menor aportación de Unión Fenosa Gas.
- La **deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes del Grupo y excluyendo Gas Natural Fenosa** se situó en 6.320 M€, lo que supone una reducción de 575 M€ respecto a la deuda neta de cierre del primer trimestre 2013. Destacar, la alta generación de caja operativa en el periodo, incluyendo una significativa disminución del fondo de maniobra comercial, principalmente por la reducción de inventarios.

1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas

2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12		Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
490	655	506	3,3	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.144	1.161	1,5
518	668	514	-0,8	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.177	1.182	0,4
144	151	149	3,5	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	140	150	7,1
987	1.177	1.179	19,5	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.021	1.178	15,4
320	360	359	12,2	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	322	360	11,9
499	545	606	21,4	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.109	1.151	3,8
206	73	122	-40,8	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	286	196	-31,5

2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
108,3	112,6	102,4	-5,4	Brent (\$/Bbl)	113,6	107,5	-5,4
93,4	94,4	94,2	0,9	WTI (\$/Bbl)	98,2	94,3	-4,0
2,2	3,3	4,1	86,4	Henry Hub (\$/MBtu)	2,5	3,7	48,0
1,28	1,32	1,31	2,3	Tipo de cambio medio (\$/€)	1,30	1,31	0,8

2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
86,9	93,7	86,5	-0,5	CRUDO (\$/Bbl)	90,3	90,0	-0,3
3,9	4,4	3,7	-5,1	GAS (\$/Miles scf)	3,7	4,0	8,1

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

El **resultado de explotación recurrente** en el segundo trimestre de 2013 ascendió a 514 M€, en línea con el segundo trimestre de 2012.

El resultado de explotación recurrente se explica principalmente por el incremento de producción debido a la puesta en marcha de cinco de los diez proyectos clave del plan estratégico, que se compensa con los mayores costes asociados a la puesta en producción de dichos proyectos, a unos menores precios de realización de gas y a los menores embarques realizados en Libia:

- El mayor volumen de producción, en especial de gas, ha tenido un efecto positivo de 51 M€.
- El menor coste exploratorio ha impactado positivamente en 86 M€, principalmente por la menor amortización de sondeos durante el trimestre.
- La depreciación del dólar frente al euro ha supuesto un menor resultado de 10 M€.
- Las mayores amortizaciones han supuesto un menor resultado de 33 M€.
- Los precios de realización de crudo y gas, netos del efecto de regalías, han tenido un impacto negativo de 71 M€.
- Otros costes explican la diferencia.

La **producción media de Upstream** alcanzó 359 Kbp/d en el segundo trimestre de 2013, un 12% superior a la del mismo período del 2012. Dicho incremento se ha basado principalmente en la puesta en marcha de cinco de los diez proyectos clave del plan estratégico y por las menores paradas de mantenimiento en Trinidad y Tobago.

Este incremento se ve minorado por la interrupción de la producción en Libia del 9 al 11 de junio y desde el 25 de junio (habiéndose reanudado las operaciones el 12 de julio, operando desde dicha fecha con normalidad) y por la venta del 20% del bloque 16 en Ecuador en septiembre del año 2012.

En el primer semestre de 2013 se han finalizado 12 pozos de exploración y un appraisal. Nueve de estos sondeos han resultado positivos: EEUU, Brasil, Colombia, Argelia y Rusia. A finales del semestre se encontraban en perforación o en curso de terminación siete pozos de exploración y un appraisal.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del primer semestre del año 2013 ha ascendido a 1.182 M€, en línea con el resultado del mismo período de 2012. El incremento de producción por la incorporación de cinco de los diez proyectos clave del plan estratégico, los mejores precios de realización de gas y los menores costes de exploración por menor amortización de bonos y sondeos, han podido compensar los mayores costes y amortizaciones por la puesta en marcha de los nuevos proyectos, peores resultados en Libia por los menores embarques realizados y la venta del 20% del bloque 16 en Ecuador.

La producción en el primer semestre del año 2013 (360 Kbp/d) ha sido un 12% superior a la del mismo período del año 2012 (322 Kbp/d) principalmente por la puesta en marcha de cinco de los diez proyectos clave del plan estratégico y por las menores paradas de mantenimiento en Trinidad y Tobago compensado parcialmente por la venta del 20% del bloque 16 en Ecuador.

Inversiones de Explotación

Las inversiones de explotación del segundo trimestre de 2013 en el área de Upstream han alcanzado 606 M€, un 21% superiores a las del mismo período de 2012. Las inversiones en desarrollo representaron un 69% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (37%), Brasil (18%), Venezuela (12%), Trinidad y Tobago (11%), Bolivia (9%) y Perú (5%). Las inversiones en exploración representaron un 23% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (43%), Brasil (24%), Canadá (8%), Irlanda (7%) y Noruega (4%).

En el primer semestre del año 2013 las inversiones en Upstream ascendieron a 1.151 M€, un 4% superiores a las del ejercicio 2012. La inversión en desarrollo representó el 72% del total y se realizaron principalmente en EE.UU (36%), Brasil (18%), Venezuela (13%), Trinidad y Tobago (12%), Bolivia (8%) y Perú (4%). Las inversiones en exploración representaron un 20% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU (42%), Brasil (15%), Noruega (9%), Rusia (6%), Bulgaria (5%), Canadá (5%), Namibia (5%) e Irlanda (4%).

1.2.- GNL
Cifras no auditadas

2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12		Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
79	311	170	115,2	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	237	481	103,0
78	311	170	117,9	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	236	481	103,8
46,1	40,5	34,2	-25,8	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	48,4	37,3	-22,9
95,4	117,0	113,0	18,4	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	201,7	229,9	14,0
6	3	8	33,3	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	17	11	-35,3

1 TBtu= 1.000.000 MBtu

1 bcm= 1.000 Mm³= 39,683 TBtu

El **resultado de explotación recurrente** en el segundo trimestre del 2013 se situó en 170 M€, un 118% superior a los 78 M€ del mismo período del año anterior.

Los resultados del segundo trimestre de 2013 se han incrementado fundamentalmente por los mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL, y al mayor resultado en Norteamérica (que ascendió a 25 M€ en comparación con una pérdida de 48 M€ en 2012, en todo caso se trata de un resultado difícilmente repetible) gracias a menores costes de transporte y mejor comportamiento del entorno en el negocio de GNL.

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente del primer semestre del año 2013 ha ascendido a 481 M€, registrando un aumento del 104% frente al mismo período del año anterior. Este aumento se explica fundamentalmente por los mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL y al mayor margen de comercialización en Norteamérica. El resultado de los negocios que mantiene Repsol ascendió a 156 M€ en el primer semestre de 2013, principalmente por los buenos resultados en el negocio de Norteamérica (153 M€, en comparación con unas pérdidas de 42 M€ en el primer semestre de 2012) impulsado por las bajas temperaturas registradas durante el invierno que dio lugar a un incremento de los diferenciales de precios en la zona, siendo dicho resultado difícilmente repetible.

Inversiones de Explotación

Las inversiones de explotación del segundo trimestre y del primer semestre del año 2013 en el área de GNL han alcanzado 8 M€ y 11 M€ respectivamente. Estas inversiones se han dedicado fundamentalmente a inversiones de mantenimiento y a proyectos de desarrollo.

1.3.- DOWNSTREAM
Cifras no auditadas

2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12		Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
202	173	138	-31,7	RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	283	311	9,9
205	183	147	-28,3	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	287	330	15,0
2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12		Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
-55	178	-99	-80,0	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	277	79	-71,5
-52	188	-90	-73,1	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE (M€)	281	98	-65,1
68,0	79,8	80,1	17,8	UTILIZACIÓN DE DESTILACIÓN (%)	66,8	79,9	19,6
82,2	97,8	101,4	23,4	UTILIZACIÓN CAPACIDAD DE CONVERSIÓN (%)	82,6	99,6	20,6
9.839	10.136	11.154	13,4	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	19.977	21.290	6,6
541	513	684	26,4	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	1.134	1.197	5,6
607	683	590	-2,8	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	1.388	1.273	-8,3
157	92	128	-18,5	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	295	220	-25,4
2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
4,7	3,9	2,6	-44,7	España	3,9	3,2	-17,9

El resultado de explotación recurrente a CCS en el segundo trimestre de 2013 se situó en 147 M€, un 28% inferior al del mismo trimestre de 2012.

La disminución del resultado de explotación recurrente a CCS del segundo trimestre de 2013 frente al mismo período de 2012 se explica por los siguientes efectos:

- En **Refino**, el incremento de volúmenes destilados no ha podido compensar los peores diferenciales entre crudos ligeros y pesados y los peores márgenes de productos lo que ha impactado negativamente en 11 M€.
- En **Química**, la caída del precio de la nafta y el mayor volumen de ventas de productos petroquímicos no ha podido compensar la caída de los precios de los productos finales produciendo una caída de márgenes que ha impactado negativamente en 23 M€.
- Los negocios comerciales de **GLP** y **Marketing** presentan en conjunto un resultado similar al del segundo trimestre del 2012. El mejor comportamiento del negocio de GLP compensa los peores márgenes y volúmenes de venta en las EESS de España.
- 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 2013 ha sido de 330 M€, un 15% superior a los 287 M€ obtenidos el año anterior, principalmente por el mejor resultado de los negocios industriales.

Inversiones de Explotación

Las inversiones de explotación en el área de Downstream en el segundo trimestre de 2013 fueron de 128 M€. Las inversiones en el primer semestre de 2013 ascendieron a 220 M€.

1.4.- GAS NATURAL FENOSA
Cifras no auditadas

2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12		Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
229	250	214	-6,6	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	475	464	-2,3
232	253	239	3,0	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	473	492	4,0
118	65	113	-4,2	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	185	178	-3,8

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del segundo trimestre de 2013 ascendió a 239 M€, frente a los 232 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 3%.

El mejor resultado se debe fundamentalmente a los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas, compensado en parte con menor aportación de Unión Fenosa Gas.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del primer semestre del año 2013 fue de 492 M€, un 4% superior a los 473 M€ obtenidos el año anterior, principalmente debido a los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y mejores resultados en Latinoamérica, compensado parcialmente con menor aportación de Unión Fenosa Gas y menor resultado del negocio eléctrico en España, afectado por la nueva fiscalidad.

Inversiones de Explotación

Las inversiones de explotación de Gas Natural Fenosa durante el segundo trimestre y el primer semestre de 2013 han alcanzado los 113 M€ y 178 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 2013 se registró un resultado recurrente negativo de 91 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 2013 (página 24 del presente avance de resultados).

Cifras no auditadas

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	1T2013	2T2013	% variación	Ene-Jun 13
			2T13/1T13	
DEUDA NETA GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA AL INICIO DEL PERIODO	4.432	3.867	-12,7	4.432
EBITDA	-1.545	-1.037	-32,9	-2.582
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	898	-801	-	97
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	205	343	67,3	548
INVERSIONES (1)	781	753	-3,6	1.534
DESINVERSIONES (1)	-122	-13	-89,3	-135
DIVIDENDOS Y OTRAS RETRIBUCIONES PAGADAS AL ACCIONISTA	187	51	-72,7	238
OPERACIONES ACCIONES PROPIAS	-1.036	11	-	-1.025
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	-80	71	-	-9
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS (2)	142	188	32,4	330
EFFECTOS ASOCIADOS A LOS PRÉSTAMOS A PETERSEN	5	9	80,0	14
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	3.867	3.442	-11,0	3.442
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	6.895	6.320	-8,3	6.320
Ratio de endeudamiento (3)				
CAPITAL EMPLEADO (M€)	30.077	29.172	-3,0	29.172
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	12,9	11,8	-8,5	11,8
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	22,9	21,7	-5,2	21,7
ROACE antes de no recurrentes (%)	10,8	5,6	-48,1	8,4
EBITDA / DEUDA NETA (x)	1,6	1,2	-24,6	1,5
EBITDA / DEUDA NETA + PREFERENTES (x)	0,9	0,7	-26,8	0,8

(1) A 30 de junio 2013 existen inversiones de carácter financiero por importe de 18 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 26 M€, no reflejadas en esta tabla.

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

(3) El capital empleado excluye el de las operaciones interrumpidas. Incluyéndolo, el ratio de deuda neta sobre capital empleado a 30 de junio de 2013 se situaría en el 9,8%, y el 18% teniendo en cuenta las participaciones preferentes. Igualmente, el ROACE mostrado no incluye resultado ni capital empleado de operaciones interrumpidas.

La deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes del Grupo y excluyendo Gas Natural Fenosa al final del segundo trimestre 2013 se situó en 6.320 M€, reduciéndose en 575 M€ respecto a la de cierre primer trimestre. La alta generación de caja operativa en el periodo, incluyendo una significativa reducción del fondo de maniobra comercial, principalmente por la reducción de inventarios, ha permitido absorber totalmente el pago de impuestos, desembolso de inversiones y de intereses.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado excluyendo Gas Natural Fenosa, se sitúa al cierre del segundo trimestre 2013 en el 9,8%, y en el 18% considerando las participaciones preferentes. Sin considerar el capital empleado de las operaciones interrumpidas, estos ratios serían 11,8% y 21,7%, respectivamente.

El Grupo Repsol excluyendo Gas Natural Fenosa muestra a 30 de junio una liquidez de 10.140 M€ (que incluye líneas de crédito comprometidas no dispuestas) suficiente para cubrir 2,3 veces sus vencimientos de deuda a corto plazo. Estos niveles de liquidez y ratio de cobertura se han visto impactados durante el mes de julio por el desembolso en efectivo resultante de la operación de recompra de las participaciones preferentes y el vencimiento del bono el 22 de julio por 1.000 M€. Teniendo en cuenta estos efectos dicho ratio cubriría más de 3 veces la deuda a corto plazo.

Cifras no auditadas

POSICIÓN DE LIQUIDEZ (M€) - GRUPO EX GNF	1T 2013	2T 2013
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE A EFFECTIVO	4.863	5.966
LINEAS DE CRÉDITO COMPROMETIDAS DISPONIBLES	4.048	4.174
TOTAL LIQUIDEZ	8.911	10.140

Cifras no auditadas

2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO EX GNF y EX YPF	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
-104	-107	-113	8,7	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-208	-220	5,8
67	-14	-6	-	RESULTADO DE POSICIONES	6	-20	-
-13	-24	-29	123,1	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-26	-53	103,8
17	31	35	105,9	INTERCALARIOS	34	66	94,1
-55	-57	20	-	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-110	-37	-66,4
-88	-171	-93	5,7	TOTAL	-304	-264	-13,2

El **gasto financiero neto** acumulado a 30 de junio 2013 del Grupo ex Gas Natural Fenosa se situó en 264 M€, inferior en 40 M€ con el resultado del mismo periodo del ejercicio anterior, destacando:

- La mayor apreciación del dólar frente al euro en el primer semestre del 2012, junto con las posiciones largas mantenidas en dólares, generaron un mayor resultado de posiciones positivo en 2012 frente al mismo periodo en 2013.
- El reconocimiento de la plusvalía neta sobre la operación de recompra de las participaciones preferentes (+76 M€).

Cabe destacar que durante el trimestre:

- Se acordó, en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible”, la ejecución de la primera ampliación de capital liberada, aprobada por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2013, que sustituyó al tradicional pago del dividendo complementario de 2012 (junto con el pago de un dividendo en efectivo de 0,04 euros brutos por acción), quedando fijado el precio del compromiso de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en 0,445 euros brutos por derecho. Los titulares del 59,33% de los derechos optaron por recibir nuevas acciones de Repsol.
- Se cerró una emisión de bonos a 7 años, de 1.200 millones de euros, con un cupón del 2,625% y un precio de emisión del 99,414%, equivalente a mid swap + 155 p.b, la emisión más competitiva de una compañía española desde la creación del euro.
- La aceptación de la oferta voluntaria de recompra de las participaciones preferentes, en conjunto para ambas series, ascendió a un 97,21% del importe nominal total. La recompra de las participaciones preferentes se materializó el 1 de Julio 2013.

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 2013, antes del resultado de las sociedades participadas, ha sido del 45%, con un gasto por impuesto devengado de 717 M€. El nuevo tipo estimado para el año 2013 es del orden del 44%.

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas

2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
10,2	9,6	6,1	-39,8	UPSTREAM	11,4	15,7	37,7
27,6	24,6	20,8	-24,6	GNL	44,1	45,4	2,9
1,1	10,2	1,5	36,4	DOWNSTREAM	9,0	11,7	30,7
0,5	0,5	0,9	80,0	Gas Natural Fenosa	1,7	1,4	-15,2
39,4	44,9	29,3	-25,5	TOTAL	66,1	74,2	12,3

El resultado obtenido a través de sociedades participadas ascendió en el segundo trimestre de 2013 a 29 M€, 26% inferior al mismo trimestre del año anterior, debido principalmente a Perú LNG.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el segundo trimestre de 2013 ascendió a 4 M€ frente a 1 M€ del segundo trimestre de 2012.

4.- HECHOS DESTACADOS

Desde la publicación de los resultados del primer trimestre de 2013, los hechos más significativos relacionados con la Compañía han sido los siguientes:

En **Corporación**, el 13 de mayo de 2013, Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., cerró una emisión de bonos a 7 años, de 1.200 millones de euros, con un cupón del 2,625% y un precio de emisión del 99,414%, equivalente a mid swap + 155 p.b. Los bonos cotizan en la Bolsa de Luxemburgo.

El 31 de mayo de 2013, la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A., celebrada en este mismo día en segunda convocatoria, aprobó todas las propuestas formuladas por el Consejo de Administración respecto de los asuntos incluidos en el Orden del Día. Asimismo, la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobó la reelección de los Consejeros D. Luis Suárez de Lezo Mantilla y Dña. María Isabel Gabarró Miquel, la ratificación y reelección de D. Manuel Manrique Cecilia y el nombramiento de D. Rene Dahan, todos ellos por el plazo estatutario de 4 años.

El 4 de junio de 2013, en ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, bajo el punto 14º del Orden del Día, Repsol, S.A. anunció la puesta en marcha del Tercer Ciclo del Plan de Entrega de Acciones dirigido a los beneficiarios de esquemas de retribución plurianual del Grupo Repsol.

El 12 de junio de 2013, Repsol fue galardonada con el premio ASTER de Trayectoria Empresarial, que entrega anualmente la prestigiosa escuela de negocios ESIC Business & Marketing School. Este galardón reconoce los logros de las empresas que han destacado a lo largo de su historia y su aportación a la vida económica española. El Presidente de Repsol, Antonio Brufau, recogió el premio y agradeció este reconocimiento, que se entrega por tercera vez a la compañía tras los recibidos en 1985 por Campsa y 1993 por la propia Repsol.

El 20 de junio de 2013 la Sociedad abonó a sus accionistas con cargo a los resultados del ejercicio 2012 un dividendo en efectivo de 0,04 euros brutos por cada acción en circulación a la fecha de pago, con derecho a retribución, que supuso un desembolso bruto de 51 millones de euros.

El 26 de junio de 2013, el Consejo de Administración de Repsol acordó, por unanimidad, desestimar la oferta analizada como compensación por la expropiación de YPF. Tras un exhaustivo análisis técnico y económico interno, apoyado además en informes de especialistas externos, el Consejo de Administración de Repsol valoró como insatisfactoria para los intereses de la compañía la oferta formulada por un valor nominal de 5.000 millones de dólares, por considerar que no responde en su cuantía a la pérdida sufrida por Repsol, que está construida sobre activos sobrevalorados, alejados de valores de mercado según transacciones similares en Argentina y Estados Unidos y que tiene una estructura que dista mucho de representar los intereses declarados de Repsol para un acuerdo (carece de compensación monetaria disponible o realizable, no cuenta con las mínimas garantías jurídicas y económicas necesarias, y requiere de obligadas y cuantiosas inversiones). La oferta analizada consistía en dar entrada a Repsol en una sociedad conformada por activos de Vaca Muerta correspondientes al 6,4% de la superficie de dicho yacimiento en propiedad de YPF. En dicha sociedad, controlada por YPF (51%), Repsol contaría con una participación del 47% y Pemex del 2%. El Gobierno Argentino estimaba su oferta en 5.000 millones de dólares, distribuidos en 3.500 millones de dólares en participaciones en activos de Vaca Muerta y 1.500 millones de dólares de capital de obligada reinversión para el desarrollo de la citada sociedad.

El 28 de junio de 2013 y como continuación de previos hechos relevantes, Repsol, S.A. hizo público el resultado de la oferta voluntaria de recompra en efectivo de las Participaciones Preferentes, Series B y C, de Repsol International Capital Limited (RIC) y simultánea oferta pública de suscripción de Obligaciones Simples Serie I/2013 de Repsol, S.A., cuya nota de valores fue inscrita en los registros oficiales de la CNMV el 4 de junio de 2013. Durante el periodo de aceptación de la oferta, se recibieron aceptaciones por:

(i) 970.178 Participaciones Preferentes Serie B, lo que supone un 97,02% del valor nominal inicial de esa emisión (de manera que el saldo vivo en circulación de esta emisión quedó establecido en 29.822 Participaciones Preferentes Serie B -2,98% del valor nominal inicial-).

(ii) 1.946.204 Participaciones Preferentes Serie C, lo que supone un 97,31% del valor nominal inicial de esa emisión (de manera que el saldo vivo en circulación de esta emisión quedó establecido en 53.796 Participaciones Preferentes Serie C -2,69% del valor nominal inicial-).

El precio de recompra de las Participaciones Preferentes fue del 97,5% de su valor nominal, esto es, 975 euros por cada Participación Preferente. Por tanto, en atención al resultado de la aceptación de la oferta que, en conjunto para ambas Series, ha ascendido al 97,21%, el importe total que RIC abonó a los aceptantes de la oferta fue de 2.843.472.450 euros en efectivo, de los cuales 1.458.191.000 euros se aplicaron, necesaria, simultánea, incondicional e irrevocablemente, a la suscripción de las Obligaciones de Repsol. El importe total de la emisión de Obligaciones quedó fijado en 1.458.191.000 euros (un total de 2.916.382 Obligaciones, con un valor nominal unitario de 500 euros).

El 1 de julio de 2013 se materializó la recompra de las Participaciones Preferentes por RIC y el desembolso por los aceptantes de las Obligaciones de Repsol. Las Obligaciones fueron admitidas a negociación en el Mercado AIAF de Renta Fija, para su contratación a través del Sistema Electrónico de Negociación de Deuda (SEND) el 2 de julio de 2013, comenzando durante ese mismo día su contratación efectiva en dicha plataforma.

El 5 de julio de 2013, como continuación de los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores en fechas 31 de mayo de 2013 (número de registro 188566) y 17 de junio de 2013 (número de registro 189188), Repsol, S.A. ("Repsol") informó de la finalización del periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita correspondientes al aumento de capital liberado a través del cual se instrumenta el sistema de retribución al accionista "Repsol Dividendo Flexible".

Los titulares de un 59,33% de los derechos de asignación gratuita (un total de 760.892.202 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol. Por tanto, el número definitivo de acciones ordinarias de un (1) euro de valor nominal unitario emitidas en el aumento de capital es de 20.023.479, siendo el importe nominal del aumento 20.023.479 euros, lo que supone un incremento de aproximadamente el 1,56% sobre la cifra del capital social de Repsol previa al aumento de capital. El 12 de julio las nuevas acciones comenzaron a contratarse de forma ordinaria en las cuatro Bolsas españolas.

Por otro lado, los titulares del 40,67% de los derechos de asignación gratuita aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol. En consecuencia, Repsol adquirió un total de 521.556.172 derechos por un importe bruto total de 232.092.496,54 euros. Repsol renunció a las acciones correspondientes a dichos derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra. El pago en efectivo a los accionistas que eligieron esta opción se realizó el 9 de julio.

Madrid, 25 de Julio de 2013

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 25 de julio de 2013 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 segundo trimestre de 2013. 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 2013

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	
	2T12	1T13	2T13	2012	2013
EBITDA	1.405	1.942	1.434	3.331	3.376
Ingresos de explotación.....	14.018	15.508	13.736	29.078	29.244
Resultado de explotación.....	636	1.292	699	1.966	1.991
Resultado financiero.....	(151)	(235)	(150)	(433)	(385)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	39	45	29	66	74
Resultado antes de impuestos	524	1.102	578	1.599	1.680
Impuesto sobre beneficios.....	(249)	(451)	(266)	(674)	(717)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	275	651	312	925	963
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(1)	(14)	(4)	(22)	(18)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	274	637	308	903	945
Resultado de operaciones interrumpidas.....	(30)	(3)	(41)	133	(44)
RESULTADO NETO	244	634	267	1.036	901
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
* Euros/acción.....	0,20	0,50	0,21	0,84	0,70
* \$/ADR.....	0,25	0,65	0,27	1,06	0,92

(*) En julio de 2012, enero de 2013 y julio de 2013 se realizaron ampliaciones 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 1.302.471.907 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 dichas ampliaciones 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 1.231.898.464 en el periodo enero-junio de 2012 y de 1.279.836.379 en el periodo enero-junio de 2013.

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

1,259 dólares por euro en 2T12
 1,281 dólares por euro en 1T13
 1,308 dólares por euro en 2T13

RESULTADOS DE REPSOL DESGLOSADOS POR RECURRENTE Y NO RECURRENTE

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

	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

	PRIMER TRIMESTRE 2013		
	Total	No recurrentes	Recurrentes
Resultado de explotación.....	1.292	(27)	1.319
Upstream.....	655	(13)	668
GNL.....	311	-	311
Downstream.....	178	(10)	188
Gas Natural Fenosa.....	250	(3)	253
Corporación y ajustes	(102)	(1)	(101)
Resultado financiero.....	(235)	(8)	(227)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	45	-	45
Resultado antes de impuestos	1.102	(35)	1.137
Impuesto sobre beneficios.....	(451)	(7)	(444)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	651	(42)	693
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(14)	-	(14)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	637	(42)	679
Resultado de operaciones interrumpidas	(3)	(3)	-
RESULTADO NETO.....	634	(45)	679

	SEGUNDO TRIMESTRE 2013			ENERO - JUNIO 2013		
	Total	No recurrentes	Recurrentes	Total	No recurrentes	Recurrentes
Resultado de explotación.....	699	(43)	742	1.991	(70)	2.061
Upstream.....	506	(8)	514	1.161	(21)	1.182
GNL.....	170	-	170	481	-	481
Downstream.....	(99)	(9)	(90)	79	(19)	98
Gas Natural Fenosa.....	214	(25)	239	464	(28)	492
Corporación y ajustes	(92)	(1)	(91)	(194)	(2)	(192)
Resultado financiero.....	(150)	11	(161)	(385)	3	(388)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	29	(2)	31	74	(2)	76
Resultado antes de impuestos	578	(34)	612	1.680	(69)	1.749
Impuesto sobre beneficios.....	(266)	(11)	(255)	(717)	(18)	(699)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	312	(45)	357	963	(87)	1.050
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(4)	-	(4)	(18)	-	(18)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	308	(45)	353	945	(87)	1.032
Resultado de operaciones interrumpidas	(41)	(41)	-	(44)	(44)	-
RESULTADO NETO.....	267	(86)	353	901	(131)	1.032

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	
	2T12	1T13	2T13	2012	2013
Upstream	490	655	506	1.144	1.161
Norteamérica y Brasil	75	121	62	192	183
Norte de África	347	279	234	684	513
Resto del Mundo	68	255	210	268	465
GNL	79	311	170	237	481
Downstream	(55)	178	(99)	277	79
Europa	(43)	161	(91)	249	70
Resto del Mundo	(12)	17	(8)	28	9
Gas Natural Fenosa	229	250	214	475	464
Corporación y ajustes	(107)	(102)	(92)	(167)	(194)
TOTAL	636	1.292	699	1.966	1.991

ANÁLISIS DEL EBITDA DE REPSOL POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO-JUNIO	
	2T12	1T13	2T13	2012	2013
Upstream	857	922	803	1.725	1.725
Norteamérica y Brasil	204	205	196	420	401
Norte de África	368	304	258	720	562
Resto del Mundo	285	413	349	585	762
GNL	129	355	213	331	568
Downstream	120	351	84	622	435
Europa	120	324	84	571	408
Resto del Mundo	-	27	0	51	27
Gas Natural Fenosa	377	397	396	768	793
Corporación y ajustes	(78)	(83)	(62)	(115)	(145)
TOTAL	1.405	1.942	1.434	3.331	3.376

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	
	2T12	1T13	2T13	2012	2013
Upstream	499	545	606	1.109	1.151
Norteamérica y Brasil	260	288	365	666	653
Norte de Africa	7	19	19	12	38
Resto del Mundo	232	238	222	431	460
GNL	6	3	8	17	11
Downstream	157	92	128	295	220
Europa	146	84	111	273	195
Resto del Mundo	11	8	17	22	25
Gas Natural Fenosa	118	65	113	185	178
Corporación y ajustes	17	12	7	49	19
TOTAL	797	717	862	1.655	1.579

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

BALANCE DE SITUACIÓN DE REPSOL
(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	JUNIO
	2012	2013
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	2.678	2.673
Otro inmovilizado intangible	2.836	2.747
Inmovilizado material	28.227	28.614
Inversiones inmobiliarias	25	24
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	737	813
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	5.392	5.436
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	672	676
Otros	641	654
Activos por impuestos diferidos	3.310	3.546
Otros activos no corrientes.....	242	235
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta.....	340	173
Existencias	5.501	5.268
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	7.781	8.080
Otros activos corrientes	221	257
Otros activos financieros corrientes	415	388
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.903	7.693
TOTAL ACTIVO	64.921	67.277
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	26.702	28.528
Atribuido a los intereses minoritarios	770	736
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	61	60
Provisiones no corrientes	2.258	2.369
Pasivos financieros no corrientes	15.300	14.309
Pasivos por impuesto diferido	3.063	3.137
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	2.745	2.750
Otros	712	739
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta.....	27	37
Provisiones corrientes	291	242
Pasivos financieros corrientes	3.790	5.070
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	224	230
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	8.978	9.070
TOTAL PASIVO	64.921	67.277

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	ENERO-JUNIO	
	2012	2013
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION (*)		
Resultado antes de impuestos	1.599	1.680
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	1.287	1.236
Otros ajustes del resultado (netos)	445	460
EBITDA	3.331	3.376
Cambios en el capital corriente	(139)	(158)
Cobros de dividendos	37	51
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(637)	(616)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(147)	(63)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(747)	(628)
	2.445	2.590
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (*)		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(57)	(157)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(1.674)	(1.553)
Otros activos financieros	(132)	(201)
Total Inversiones	(1.863)	(1.911)
Cobros por desinversiones	395	377
Otros flujos de efectivo	2	-
	(1.466)	(1.534)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (*)		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	1.313	1.025
Cobros por emisión de pasivos financieros	5.443	3.950
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(5.335)	(3.333)
Dividendos distribuidos y otras retribuciones al accionista	(685)	(281)
Pagos de intereses	(413)	(512)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	303	(80)
	626	769
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio de operaciones continuadas	15	(21)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.620	1.804
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas	874	(11)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas	(872)	-
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas	(339)	(3)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio de de operaciones interrumpidas	(7)	-
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES INTERRUPTIDAS	(344)	(14)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.677	5.903
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	3.953	7.693

(*) 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	1T2013	2T2013	%variación 2T13/1T13	Ene-Jun 13
DEUDA NETA GRUPO CONSOLIDADO AL INICIO DEL PERIODO	8.938	8.354	-6,5	8.938
EBITDA	-1.942	-1.434	-26,2	-3.376
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	1.018	-860	-	158
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	226	390	72,6	616
INVERSIONES (1)	938	953	1,6	1.891
DESINVERSIONES (1)	-266	-81	-69,5	-347
DIVIDENDOS Y OTRAS RETRIBUCIONES PAGADAS AL ACCIONISTA	204	77	-62,3	281
OPERACIONES ACCIONES PROPIAS	-1.036	11	-	-1.025
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	-63	47	-	-16
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	332	228	-31,3	560
CANCELACIÓN ACCIONES PREFERENTES GAS NATURAL		162		162
EFFECTOS ASOCIADOS A LOS PRÉSTAMOS DEL GRUPO PETERSEN	5	9	80,0	14
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	8.354	7.856	-6,0	7.856
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	11.564	10.754	-7,0	10.754

Ratio de endeudamiento (2)

CAPITAL EMPLEADO (M€)	35.228	34.085	-3,2	34.085
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	23,7	23,0	-3,0	23,0
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	32,8	31,6	-3,7	31,6
ROACE antes de no recurrentes (%)	9,9	5,5	-44,4	7,8
EBITDA / DEUDA NETA (x)	0,9	0,7	-21,5	0,9
EBITDA / DEUDA NETA + PREFERENTES (x)	0,7	0,5	-20,6	0,6

(1) A 30 de junio de 2013 existen inversiones de carácter financiero por importe de 20 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 30 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) El capital empleado excluye el de las operaciones interrumpidas. Incluyéndolo, el ratio de deuda neta sobre capital empleado a 30 de junio de 2013 ascendería a 19,6% y a 26,9% teniendo en cuenta las participaciones preferentes. Igualmente, el ROACE mostrado no incluye resultado ni capital empleado de operaciones interrumpidas.

Cifras no auditadas

2T 2012	1T 2013	2T 2013	% Variación 2T13/2T12	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO CONSOLIDADO	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	% Variación 13/12
-162	-166	-172	6,2	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-325	-338	4,0
67	-15	-6	-	RESULTADO DE POSICIONES	8	-21	-
-15	-28	-33	120,0	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-30	-61	103,3
18	32	36	100,0	INTERCALARIOS	36	68	88,9
-59	-58	25	-	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-122	-33	-73,0
-151	-235	-150	-0,7	TOTAL	-433	-385	-11,1

TABLAS



PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS
DEL 2T 3013

MAGNITUDES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

	Unidad	2012			2013			% Variación 13 / 12
		1T	2T	Acum	1T	2T	Acum	
		PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	323	320	322	360	359
Producción de Líquidos	K Bep/día	136	144	140	151	149	150	7,2%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	33	30	32	33	35	34	7,4%
Norte de África	K Bep/día	39	49	44	43	41	42	-4,8%
Resto del Mundo	K Bep/día	64	65	64	75	73	74	15,3%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	188	176	182	210	210	210	15,5%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	2	2	2	4	4	4	89,1%
Norte de África	K Bep/día	6	6	6	5	6	6	-6,8%
Resto del Mundo	K Bep/día	180	167	174	201	200	200	15,4%

MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2012			2013			% Variación 13 / 12
		1T	2T	Acum	1T	2T	Acum	
CRUDO PROCESADO	M tep	8,2	8,5	16,7	9,5	9,8	19,3	15,5%
Europa	M tep	7,3	7,6	14,9	8,8	8,9	17,7	18,8%
Resto del Mundo	M tep	0,9	0,9	1,8	0,7	0,9	1,6	-11,2%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	10.138	9.839	19.977	10.136	11.154	21.290	6,6%
Ventas Europa	Kt	9.029	8.737	17.766	9.105	10.043	19.148	7,8%
Marketing Propio	Kt	4.961	4.796	9.757	4.493	4.747	9.240	-5,3%
Productos claros	Kt	4.170	4.100	8.270	3.893	4.098	7.991	-3,4%
Otros productos	Kt	791	696	1.487	600	649	1.249	-16,0%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.660	1.878	3.538	1.584	1.583	3.167	-10,5%
Productos claros	Kt	1.446	1.685	3.131	1.532	1.525	3.057	-2,4%
Otros productos	Kt	214	193	407	52	58	110	-73,0%
Exportaciones	Kt	2.408	2.063	4.471	3.028	3.713	6.741	50,8%
Productos claros	Kt	797	657	1.454	1.055	1.459	2.514	72,9%
Otros productos	Kt	1.611	1.406	3.017	1.973	2.254	4.227	40,1%
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.109	1.102	2.211	1.031	1.111	2.142	-3,1%
Marketing Propio	Kt	480	518	998	495	567	1.062	6,4%
Productos claros	Kt	424	450	874	460	500	960	9,8%
Otros productos	Kt	56	68	124	35	67	102	-17,7%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	387	403	790	377	357	734	-7,1%
Productos claros	Kt	295	304	599	280	280	560	-6,5%
Otros productos	Kt	92	99	191	97	77	174	-8,9%
Exportaciones	Kt	242	181	423	159	187	346	-18,2%
Productos claros	Kt	78	73	151	66	70	136	-9,9%
Otros productos	Kt	164	108	272	93	117	210	-22,8%
QUÍMICA								
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	593	541	1.134	513	684	1.197	5,6%
Europa	Kt	518	456	973	439	594	1.033	6,1%
Básica	Kt	161	137	298	121	210	330	10,9%
Derivada	Kt	357	319	676	318	384	702	4,0%
Resto del Mundo	Kt	75	86	161	74	91	164	2,3%
Básica	Kt	22	17	40	12	16	28	-29,4%
Derivada	Kt	53	68	121	62	75	136	12,7%
GLP								
GLP comercializado	Kt	782	607	1.388	683	590	1.273	-8,3%
Europa	Kt	496	304	800	446	332	779	-2,6%
Resto del Mundo	Kt	286	303	589	237	258	494	-16,1%

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

(*) Desde junio 2012, las ventas de fuel bunker se incluyen como ventas de otros productos de exportación.

Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.

Las Ventas de GLP no incluyen las correspondientes a YPF Gas

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.