

Resultados 4T 2012



REPSOL

Madrid, 28 de febrero de 2013

ÍNDICE:

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2012.....	4
1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES	6
1.1.- <i>UPSTREAM</i>	6
1.2.- <i>GNL</i>	8
1.3.- <i>DOWNSTREAM</i>	9
1.4.- <i>GAS NATURAL FENOSA</i>	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 4T 2012	17
PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 4T 2012	26

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

Por otro lado, el número medio de acciones en circulación utilizado para el cálculo del beneficio por acción al 31 de diciembre de 2011 y en el cuarto trimestre de dicho ejercicio se ha modificado de acuerdo con la normativa contable aplicable para incluir el efecto de las ampliaciones de capital a través de las cuales se implementa el sistema de retribución a los accionistas denominado “Repsol dividendo flexible”, cuyos datos definitivos fueron publicados mediante los correspondiente hechos relevantes de 6 de julio de 2012 (número de registro 169180) y 11 de enero de 2013 (número de registro 180966).

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

4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11	RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE 2012	Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
493	1.455	858	74,0	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	3.118	4.285	37,4
209	671	313	49,8	RESULTADO NETO CCS	1.407	1.878	33,5
504	1.251	1.053	108,9	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	2.966	4.321	45,7
241	496	517	114,5	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	1.329	1.954	47,0
477	1.577	743	55,8	RESULTADO DE EXPLOTACION	3.549	4.286	20,8
198	752	235	18,7	RESULTADO NETO	1.657	1.890	14,1
488	1.373	938	92,2	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	3.397	4.322	27,2
230	577	439	90,9	RESULTADO NETO RECURRENTE	1.579	1.966	24,5

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

4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11	RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE 2012	Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
303	679	342	12,9	RESULTADO NETO CCS	1.943	2.048	5,4
292	760	264	-9,6	RESULTADO NETO	2.193	2.060	-6,1

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

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL CUARTO 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 cuarto trimestre de 2012 fue de 517 M€ y el **resultado de explotación recurrente a CCS** ha alcanzado 1.053 M€. Estas magnitudes son un 115% y un 109% superiores a las del mismo trimestre del año anterior respectivamente.
- Los factores principales que explican este aumento son la reanudación de las operaciones en Libia (suspendidas entre marzo y noviembre de 2011), la mejora en el resultado de Bolivia (por la entrada en producción en mayo de la Fase I del proyecto Margarita-Huacaya) y el mejor resultado de refino, por mayores márgenes, compensado por los menores volúmenes de ventas y márgenes en Estaciones de Servicio de España.
- **La producción media de Upstream alcanzó 347 Kbp/d en el cuarto trimestre de 2012**, un 19% superior a la del mismo período del 2011. Dicho incremento se ha basado principalmente en la recuperación de la producción en Libia y la puesta en marcha de cuatro de los diez proyectos clave del plan estratégico. Cabe destacar también **la reciente puesta en producción del quinto proyecto clave**

del plan estratégico, el campo Sapinhoa (antes Guará) en Brasil, el 5 de enero de 2013, actualmente con una producción de **17 Kbp/d**.

Resultados acumulados

- El **resultado neto recurrente a CCS** del ejercicio 2012 fue de 1.954 M€ lo que supone un incremento del 47% respecto al del 2011. Los factores principales que explican este aumento son la reanudación de las operaciones en Libia, la mejora en el resultado de Bolivia y el mejor resultado de refino por mayores márgenes minorado por el peor entorno de la química y menores volúmenes de ventas en Estaciones de Servicio de España.
- Se ha cerrado el ejercicio 2012 con una **tasa de reemplazo de reservas probadas del 204%**. Es el tercer año consecutivo que Repsol cierra el año con una tasa por encima del 120%.
- La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** al final del cuarto trimestre 2012 se situó en 4.432 M€, lo que supone una reducción de 486 M€ y 404 M€ respecto al cierre del tercer trimestre de 2012 y del año 2011 respectivamente. El ratio de deuda neta sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, se sitúa al cierre del ejercicio 2012 en el 12,9%, y en el 21,6% considerando las participaciones preferentes. Sin considerar el capital empleado de las operaciones interrumpidas, estos ratios serían 15,5% y 26,0%, respectivamente.
- El Grupo Repsol excluyendo Gas Natural Fenosa mantiene a 31 de diciembre una liquidez de 9,0 MM€ (que incluye líneas de crédito comprometidas no dispuestas) suficiente para cubrir 3 veces sus vencimientos de deuda a corto plazo.

Como hecho posterior cabe destacar que con fecha 26 febrero de 2013, Repsol ha alcanzado un acuerdo con Shell para la venta de activos de GNL (Gas Natural Licuado) por 6.653 millones de dólares, en el que se incluyen las participaciones minoritarias en Atlantic LNG (Trinidad y Tobago), Perú LNG y Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE), junto con los contratos de comercialización de GNL y de fletamento de los buques metaneros, con sus créditos y deuda vinculados. Con esta operación Repsol fortalece su balance y posición financiera.

1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas

4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11		Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
207	657	407	96,6	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.413	2.208	56,3
196	634	492	151,0	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.301	2.303	77,0
112	145	145	29,5	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	110	142	29,2
1.012	1.091	1.137	12,4	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.059	1.068	0,8
292	339	347	18,8	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	299	332	11,3
668	513	801	19,9	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.813	2.423	33,6
183	180	145	-20,8	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	382	611	59,9

4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
109,4	109,5	110,1	0,6	Brent (\$/Bbl)	111,3	111,7	0,4
94,1	92,2	88,2	-6,3	WTI (\$/Bbl)	95,1	94,1	-1,1
3,5	2,8	3,4	-2,9	Henry Hub (\$/MBtu)	4,0	2,8	-30,0
1,35	1,25	1,30	-3,7	Tipo de cambio medio (\$/€)	1,39	1,28	-7,9

4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
86,6	85,5	89,8	3,7	CRUDO (\$/Bbl)	84,2	89,0	5,7
3,7	3,7	3,9	5,4	GAS (\$/Miles scf)	3,5	3,7	5,7

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

El **resultado de explotación recurrente** en el cuarto trimestre de 2012 fue de 492 M€, un 151% superior al mismo periodo de 2011. El aumento se explica principalmente por la reanudación de las operaciones en Libia con el consiguiente mayor volumen de líquidos, la entrada de la Fase I de Margarita-Huacaya en Bolivia y el menor coste exploratorio por una menor amortización de bonos y sondeos, todo ello parcialmente compensado por una mayor amortización técnica:

- El mayor volumen de producción, principalmente de líquidos en Libia y gas en Bolivia, ha tenido un efecto positivo de 339 M€.
- Los costes exploratorios fueron inferiores en 48 M€ a los del último trimestre de 2011 debido a una menor amortización de bonos y sondeos.
- Los mejores márgenes y precios de realización de crudo y gas (que han tenido mejor comportamiento relativo que las referencias internacionales), netos del efecto de regalías, han tenido un impacto positivo de 18 M€.
- La apreciación del dólar respecto al euro ha contribuido a un mayor resultado operativo de 12 M€.
- Las mayores amortizaciones, fundamentalmente en Libia, Trinidad y Tobago y por la puesta en marcha de Lubina-Montanazo, han tenido un efecto negativo de 63 M€.
- Otros costes y la variación de existencias explican la diferencia.

La producción media de Upstream alcanzó 347 Kbp/d en el cuarto trimestre de 2012, un 19% superior a la del mismo período del 2011, basándose principalmente en la recuperación de la producción en Libia, la puesta en marcha de varios de los proyectos clave de desarrollo de la compañía (Fase I de Margarita-Huacaya en Bolivia, la incorporación de los activos de Saneco y TNO en Rusia, inicio de producción de Lubina y Montanazo en España y MidContinent en EEUU), compensada parcialmente por la venta de Amodaimi en Ecuador en septiembre. Cabe destacar también **la reciente puesta en producción del quinto proyecto clave del plan estratégico, el campo Sapinhoa** (antes Guará) en Brasil, el 5 de enero de 2013, actualmente con una producción de **17 Kbp/d**.

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente del ejercicio 2012 se elevó a 2.303 M€, lo que supone un incremento del 77% respecto de 2011, principalmente por la reanudación de las operaciones en Libia, la mejora del resultado en Bolivia (fundamentalmente por la entrada de la fase I en Margarita-Huacaya) y la apreciación del dólar frente al euro, todo ello compensado parcialmente por los mayores costes de exploración y el menor resultado en T&T.

La **producción** media del año 2012 (332 Kbp/d) ha sido un 11% superior a la del 2011 (299 Kbp/d). Las causas del incremento de la producción anual son básicamente las mismas que explican el incremento de producción del cuarto trimestre.

Inversiones de explotación

Las **inversiones de explotación del cuarto trimestre de 2012** en el área de Upstream han alcanzado 801 M€, un 20% superiores a las del cuarto trimestre de 2011. Las inversiones en desarrollo representaron un 61% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (25%), Brasil (17%), Trinidad y Tobago (14%), Venezuela (12%) y Bolivia (8%). Las inversiones netas en exploración representaron un 12% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Perú y EE.UU. El resto corresponde básicamente a la incorporación de TNO a la JV AROG.

En **2012** las inversiones en Upstream ascendieron a 2.423 M€, un 34% superiores a las del ejercicio 2011. La inversión en desarrollo representó el 60% del total y se realizaron principalmente en Estados Unidos (31%), Brasil (14%), Trinidad y Tobago (13%), Venezuela (11%), Bolivia (9%) y Perú (8%) y las inversiones netas en exploración representaron un 18% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Estados Unidos (34%), Perú (21%) y Brasil (12%). El resto corresponde a la incorporación de los activos en Rusia (Saneco y TNO) y MidContinent en EE.UU.

1.2.- GNL
Cifras no auditadas

4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11		Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
110	188	110	0,0	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	386	535	38,6
112	189	110	-1,8	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	388	535	37,9
52,0	49,1	43,2	-16,9	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	49,9	47,3	-5,2
102,8	103,8	99,1	-3,6	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	435,6	404,6	-7,1
7	9	9	28,6	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	18	35	94,4

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

El **resultado de explotación recurrente** en el cuarto trimestre del 2012 ha ascendido a 110 M€, en línea con el mismo período de 2011.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del ejercicio 2012 ha sido de 535 M€, un 38% superior a 2011, explicado fundamentalmente por los mayores márgenes de comercialización de GNL.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación** del cuarto trimestre y del año 2012 en el área de GNL han alcanzado 9 M€ y 35 M€ respectivamente. Estas inversiones son fundamentalmente inversiones de mantenimiento e inversiones en proyectos de desarrollo.

Como hecho posterior cabe destacar que con fecha 26 febrero de 2013, Repsol ha alcanzado un acuerdo con Shell para la venta de activos de GNL (Gas Natural Licuado) por 6.653 millones de dólares, en el que se incluyen las participaciones minoritarias en Atlantic LNG (Trinidad y Tobago), Perú LNG y Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE), junto con los contratos de comercialización de GNL y de fletamento de los buques metaneros, con sus créditos y deuda vinculados. Con esta operación Repsol fortalece su balance y posición financiera. Los datos detallados de la transacción se facilitan en el capítulo de "Hechos destacados", página 16, del presente avance de resultados.

1.3.- DOWNSTREAM
Cifras no auditadas

4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11		Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
123	494	235	91,1	RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	751	1.012	34,8
130	307	326	150,8	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	767	920	19,9
4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11		Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
107	616	120	12,1	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.182	1.013	-14,3
114	429	211	85,1	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE (M€)	1.198	921	-23,1
9.262	11.119	11.648	25,8	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	37.805	42.744	13,1
613	538	636	3,8	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	2.659	2.308	-13,2
706	507	641	-9,2	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	2.698	2.537	-6,0
645	155	216	-66,5	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.704	666	-60,9
4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
0,8	6,4	6,3	687,5	España	1,6	5,3	231,3

El resultado de explotación recurrente a CCS de Downstream del cuarto trimestre de 2012 alcanzó los 326 M€, un 151% superior al mismo período de 2011.

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

- En **Refino**, los mayores márgenes y el incremento de los volúmenes destilados (fundamentalmente debido a la puesta en marcha de Cartagena) contribuyen positivamente en 258 M€.
- En los negocios comerciales, **Marketing** y **GLP**, las menores ventas y márgenes han tenido un efecto negativo de 42 M€ en el resultado operativo.
- En **Química**, el mejor entorno internacional ha compensado el resultado generado por un peor mix de ventas.
- Los resultados de trading y el resto de actividades explican la diferencia.

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente a CCS del ejercicio 2012 fue de 920 M€, un 20% superior al de 2011, que se explica por los mejores márgenes internacionales de refino, la contribución de los upgrades de Cartagena y Bilbao y el mayor volumen de producción compensado por las menores ventas en Estaciones de Servicio de España y el empeoramiento del negocio Químico.

Inversiones de explotación

Las inversiones de explotación en el área de Downstream en el cuarto trimestre de 2012 fueron de **216 M€**. Las inversiones del año 2012 ascendieron a **666 M€**, siendo fundamentalmente inversiones de mantenimiento. 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

4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11		Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
175	226	219	25,1	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	887	920	3,7
185	231	226	22,2	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	821	930	13,3
170	90	157	-7,6	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	582	432	-25,8

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del cuarto trimestre de 2012 ascendió a 226 M€, frente a los 185 M€ del mismo período del año anterior, lo que supone un incremento del 22%.

El incremento es debido principalmente a los mayores márgenes de comercialización mayorista y mejora de resultados en comercialización de electricidad, compensado parcialmente por los menores resultados de Unión Fenosa Gas.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa de 2012 ascendió a 930 M€, un 13% superior al del año anterior y se explica fundamentalmente por los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y a la mejora de resultados en Latinoamérica, compensado parcialmente por el impacto en los resultados del negocio eléctrico en España del RD-Ley 13/2012 y por el efecto en resultados de las desinversiones llevadas a cabo durante 2011 (fundamentalmente clientes de gas en Madrid y distribución de electricidad en Guatemala).

Inversiones de explotación

Las **inversiones de explotación** de Gas Natural Fenosa durante el cuarto trimestre y el año 2012 han alcanzado **157 M€** y **432 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 cuarto trimestre de 2012 se registró un resultado recurrente negativo de 101 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 cuarto 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	3T2012	4T2012	% variación	
			4T12/3T12	2012
DEUDA NETA GRUPO SIN GAS NATURAL FENOSA AL INICIO DEL PERIODO	5.170	4.918	-4,9	6.775
ELIMINACIÓN DEUDA NETA DE YPF e YPF Gas A CIERRE 2011	-	-	-	-1.939
DEUDA NETA GRUPO SIN GAS NATURAL FENOSA NI YPF AL INICIO DEL PERIODO	5.170	4.918	-4,9	4.836
EBITDA	-1.696	-1.159	-31,7	-5.419
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	67	-896	-	-758
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	472	344	-27,1	1.365
INVERSIONES (1)	766	940	22,7	3.279
DESINVERSIONES (1)	-556	-57	-89,7	-637
DIVIDENDOS Y OTRAS RETRIBUCIONES PAGADAS AL ACCIONISTA	242	0	-100,0	885
OPERACIONES ACCIONES PROPIAS	1	-76	-	-1.388
EFECTO TIPO DE CAMBIO	114	68	-40,4	43
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS (2)	348	119	-65,8	639
EFECTOS ASOCIADOS A LOS PRÉSTAMOS DEL GRUPO PETERSEN	-10	231	-	1.587
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	4.918	4.432	-9,9	4.432
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	7.949	7.432	-6,5	7.432
Ratio de endeudamiento (3)				
CAPITAL EMPLEADO (M€)	29.396	28.550	-2,9	28.550
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	16,7	15,5	-7,2	15,5
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	27,0	26,0	-3,7	26,0
ROACE antes de no recurrentes (%)	9,6	7,2	-25,0	8,5

(1) A 31 de diciembre de 2012 existen inversiones de carácter financiero por importe de 29 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 186 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) Incluye principalmente intereses, dividendos cobrados, provisiones aplicadas y el efecto de variaciones en el perímetro societario.

(3) El capital empleado excluye el de las operaciones interrumpidas. Incluyéndolo, el ratio de deuda neta sobre capital empleado a 31 de diciembre de 2012 se situaría en el 12,9%, y el 21,6% teniendo en cuenta las participaciones preferentes. Igualmente, el ROACE mostrado no incluye resultado ni capital empleado de operaciones interrumpidas.

La **deuda financiera neta del Grupo sin Gas Natural Fenosa ni YPF** al final del cuarto trimestre 2012 se situó en 4.432 M€, reduciéndose en 486 M€ y 404 M€ respecto al cierre del tercer trimestre de 2012 y del año 2011 respectivamente. 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 a 31 de diciembre una liquidez de 9,0 MM€ (que incluye líneas de crédito comprometidas no dispuestas) suficiente para cubrir 3 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 cuarto trimestre 2012 en el 12,9%, y en el 21,6% considerando las participaciones preferentes. Sin considerar el capital empleado de las operaciones interrumpidas, estos ratios serían 15,5% y 26,0%, respectivamente.

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO EX GNF	Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
-80	-114	-112	40,0	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-284	-434	52,8
13	18	10	-23,1	RESULTADO DE POSICIONES	-159	34	-121,4
-19	-13	-24	26,3	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-49	-63	28,6
24	17	80	233,3	INTERCALARIOS	128	131	2,3
-66	-64	-89	34,8	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-218	-263	20,6
-128	-156	-135	5,5	TOTAL	-582	-595	2,2

El **gasto financiero neto acumulado** a 31 de diciembre 2012 del **Grupo ex Gas Natural Fenosa** se situó en 595 M€, en línea con el resultado del mismo periodo del ejercicio anterior, destacando:

- Mayor gasto por intereses (150 M€) derivado de unos mayores saldos medios de deuda y de la entrada del “step up” sobre las participaciones preferentes.
- Resultado de posiciones positivo en 2012, principalmente por apreciación del dólar frente al euro.

3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS

3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo efectivo del Impuesto sobre Sociedades para el ejercicio 2012, antes del resultado de las sociedades participadas, ha sido del 46,1%, con un gasto por impuesto devengado de 1.581 M€. La diferencia respecto al ejercicio anterior (36,9%) se debe principalmente al notable crecimiento del resultado de Libia, gravado a tipos muy altos.

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas

4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
0,4	6,0	9,5	-	UPSTREAM	3,6	26,8	-
16,4	13,3	12,3	-25,0	GNL	45,0	69,6	54,7
3,3	6,6	1,7	-48,5	DOWNSTREAM	21,0	17,3	-17,6
0,6	1,0	0,0	-100,0	Gas Natural Fenosa	2,2	3,1	40,9
20,7	26,9	23,5	13,5	TOTAL	71,8	116,8	62,7

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el cuarto trimestre de 2012 a 24 M€, 14% superior al mismo trimestre del año anterior. La variación más significativa en el trimestre se registra en el área de Upstream debido a los mejores resultados de Zhambay.

El resultado acumulado de 2012 de sociedades participadas minoritariamente ascendió a 117 M€, 63% superior al resultado registrado en 2011, principalmente debido a un mejor comportamiento en el área de Upstream de Zhambay y de Perú LNG en el área de GNL.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el cuarto trimestre de 2012 ascendió a 19 M€ frente a los 14 M€ del cuarto trimestre de 2011.

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

4.- HECHOS DESTACADOS

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

En **Upstream**, el 8 de diciembre de 2012, Repsol realizó un descubrimiento de gas en la cuenca de Illizi, en el sudeste de Argelia. El hallazgo, llevado a cabo en el pozo Tihalatine South-1 (TIHS-1), es el primero que se produce en el bloque Sud-Est Illizi bajo el actual contrato exploratorio. El descubrimiento se ha producido a una profundidad de 1.073 metros y las primeras pruebas estimaron un volumen de gas de 105.000 m³/d (3,7 millones de pies cúbicos diarios). El consorcio realizará cuatro nuevos pozos como parte de las actividades exploratorias de hidrocarburos en esta región. Repsol (25,725%) es el operador del consorcio que ha llevado a cabo el descubrimiento, en el que también participan Enel SpA (13,475%) y GDF Suez (9,8%). El 51% restante están en manos de la compañía estatal argelina Sonatrach.

El 27 de diciembre de 2012, se anunció el inicio de producción del primer pozo previsto en el plan de desarrollo del campo Carabobo, ubicado en la Faja del Orinoco, una de las áreas del mundo con mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar. El proyecto de Carabobo contempla alcanzar una producción de hasta 400.000 barriles/día de crudo extrapesado, y la construcción de un mejorador de crudo pesado, que permitirá transformar dicha producción de 8º API a 16º API. El inicio de la producción supone la puesta en marcha de un plan acelerado que se desarrolla de acuerdo con el calendario planificado. El plan prevé alcanzar 30.000 barriles/día en una primera fase, que se elevaría hasta 90.000 barriles/día en la segunda fase.

En diciembre de 2012, en el marco del importante acuerdo en Rusia con la compañía Alliance, ésta incluyó en AROG los activos de su filial Tatnefteodatcha (TNO), que se localizan en la región rusa de Tatarstan (cuenca Volga-Urales) y que constan de dos campos petrolíferos y sus respectivas licencias de exploración y producción. Por su parte, a finales de enero de 2013, Repsol incluyó los activos de la compañía Eurotek en AROG que incluye dos importantes campos de gas: Syskonsyninskoye (SK), que se estima sea puesto en producción en la primera mitad de 2013 y Yuzhno-Khadyryakhinskoye (YK) que está en fase final de evaluación, previo a su puesta en desarrollo. Con todo ello a finales de enero de 2013 quedó completada la formación de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil (51%) y Repsol (49%).

El 5 de enero de 2013, se inició la explotación comercial del megacampo de Sapinhoá, situado en el bloque BM-S-9 del presalino brasileño. El primer pozo productor (Guará-1) con un potencial de producción superior a 25.000 barriles/día, ha sido conectado a la plataforma Cidade de São Paulo, anticipándose a la fecha prevista para su puesta en marcha. A lo largo de los próximos meses se conectarán a la plataforma nuevos pozos, con los que se alcanzará en una producción de 120.000 barriles de crudo al día en el primer semestre de 2014. En una segunda fase de desarrollo del Campo de Sapinhoá se instalará la plataforma Cidade de Ilhabela, con una capacidad de producción diaria de 150.000 barriles de crudo y 6 millones de metros cúbicos de gas, y cuyo inicio de operación está previsto en el segundo semestre de 2014.

El 25 y el 29 de enero de 2013, tuvo lugar el Exploration Day 2013 en las ciudades de Londres y Nueva York respectivamente. Este año, el evento fue conducido por Marcos Mozetic, Director Ejecutivo de Exploración y contó con la presencia de los seis Directores Regionales de Exploración.

En **Downstream**, el 27 de noviembre de 2012, Repsol y la compañía coreana SKL celebraron el acto de colocación de la primera piedra de la planta de bases lubricantes de última generación de SKSOL, empresa, participada en un 70% por la coreana SKL y en un 30% por Repsol. La planta, ubicada en Cartagena y operativa en 2014, centrará su producción en bases lubricantes de última generación y supondrá una inversión superior a 250 millones de euros. La instalación disminuirá las importaciones europeas de bases lubricantes de grupo 3 y tendrá capacidad para abastecer el 20% del consumo mundial y el 40% del consumo europeo. Durante su construcción se alcanzará un nivel de empleo medio de 350 personas, con puntas de hasta 900 trabajadores. Una vez en marcha, la nueva planta generará 160 empleos, entre directos e indirectos.

En **Corporación**, 30 de noviembre de 2012, Antonio Brufau fue elegido CEO del año de los premios Platts de la energía. La visión estratégica y el liderazgo de Antonio Brufau para promover y mantener la exitosa trayectoria de Repsol, a la vez que gestionaba las dificultades acaecidas tras la expropiación ilegal de YPF en abril de 2012, fueron especialmente valoradas por Platts, que reconoció con este galardón el liderazgo transformador ejercido por Brufau en Repsol.

El 3 de diciembre de 2012, transcurrido el plazo de seis meses desde que se notificó a la República Argentina la existencia de la controversia relativa a la expropiación de la participación de control en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

titularidad del Grupo Repsol y otros actos conexos, Repsol S.A. y Repsol Butano, S.A. presentaron, ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el "CIADI"), la solicitud de inicio de un procedimiento de arbitraje contra la República Argentina, por violación del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina firmado el 3 de octubre de 1991. Una vez constituido el tribunal de arbitraje, deberán presentar sus escritos de alegaciones completos sobre el fondo del asunto. En dichos escritos de alegaciones, Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. concretarán las reparaciones y compensaciones a reclamar a la República Argentina, sin perjuicio de la posibilidad de las partes de poner fin al procedimiento en cualquier momento en caso de alcanzarse un acuerdo entre ellas.

El 11 de enero de 2013, como continuación de los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores en fechas 28 de noviembre de 2012 (número de registro 177.949) y 19 de diciembre de 2012 (número de registro 178.980), Repsol, S.A. ("Repsol") informó de los datos definitivos del cierre del aumento de capital liberado a través del cual se instrumenta el sistema de retribución al accionista "Repsol Dividendo Flexible". Los titulares de un 69,01% de los derechos de asignación gratuita (un total de 866.900.145 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol, emitiéndose un total de 26.269.701 acciones ordinarias nuevas de un (1) euro de valor nominal unitario, lo que supuso un incremento de aproximadamente el 2,09% sobre la cifra del capital social de Repsol previa al aumento de capital. Por otro lado, durante el plazo establecido al efecto, los titulares del 30,99% de los derechos de asignación gratuita aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol. En consecuencia, Repsol adquirió un total de 389.278.581 derechos por un importe bruto total de 184.128.768,81 euros. Repsol renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra.

El 14 de enero de 2013, la Compañía puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones 2013-2015 dirigido a los empleados del Grupo Repsol en España con contrato laboral indefinido que cumplan con los requisitos establecidos en sus condiciones generales y que voluntariamente decidan acogerse al Plan.

El 22 de enero de 2013, Repsol recibió por segundo año consecutivo el reconocimiento de Líder de su sector y por sexto año consecutivo la calificación como compañía "Gold Class" en el "Anuario de Sostenibilidad 2013" que realiza RobecoSAM, la compañía independiente que elabora los análisis anuales para el prestigioso índice de sostenibilidad Dow Jones, en colaboración con la consultora KPMG. Repsol ha sido reconocida por su compromiso con la creación de valor a largo plazo, así como con el acceso de forma responsable y sostenible a nuevos recursos energéticos. La Compañía ha obtenido la máxima puntuación en los criterios de transparencia, gestión de riesgos y crisis, combustibles limpios, estrategia frente al cambio climático, sistema de gestión medioambiental, desarrollo del capital humano e impacto social en la comunidad.

El 23 de enero de 2013, en un acto presidido por la Ministra de Empleo y Seguridad Social, Fátima Báñez y el Presidente de Repsol, Antonio Brufau, en el marco de su política de conciliación y diversidad, Repsol presentó el Libro Blanco del Teletrabajo basado en las experiencias y opiniones de todas las partes implicadas. Con esta publicación, la compañía pone su experiencia al alcance de la sociedad. Repsol puso en marcha su Programa de Teletrabajo en 2008 y actualmente está totalmente asentado en la organización al contar con más de 1.000 teletrabajadores en todo el mundo, 900 de ellos en España.

El 31 de enero de 2013, Su Alteza Real el Príncipe de Asturias inauguró el Campus Repsol, la nueva sede de la Compañía en la que trabajan cerca de 4.000 personas. El presidente de Repsol, Antonio Brufau, acompañó a Don Felipe de Borbón en un acto en el que también estuvieron presentes el Ministro de Industria, Turismo y Comercio José Manuel Soria y el Presidente de la Comunidad Autónoma Madrid, Ignacio González y la Alcaldesa de Madrid, Ana Botella, entre otras autoridades. Durante el acto de inauguración, el Príncipe de Asturias ha descubierto una placa conmemorativa y ha realizado una visita por la nueva sede corporativa de Repsol teniendo oportunidad de intercambiar opiniones con los empleados sobre su nuevo entorno de trabajo.

El 31 de enero de 2013, la agencia Fitch anunció el cambio de la perspectiva del rating de Repsol (BBB-/F3) de negativa a estable.

El 26 febrero de 2013, Repsol ha alcanzado un acuerdo con Shell para la venta de activos de GNL (Gas Natural Licuado) por 6.653 millones de dólares, en el que se incluyen las participaciones minoritarias en Atlantic LNG (Trinidad y Tobago), Perú LNG y Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE), junto con los contratos de comercialización de GNL y de fletamento de los buques metaneros, con sus créditos y deuda vinculados. El complejo norteamericano de Canaport quedó fuera de la transacción porque los actuales niveles de bajos precios del gas en Estados Unidos impiden una valoración adecuada a la importancia del activo a medio y largo plazo. Repsol analizará todas las opciones operacionales, financieras y estratégicas para su planta Canaport.

Sin contar la deuda vinculada ni los créditos asociados, el equity value de los activos objeto de la transacción asciende a 4.400 millones de dólares, con una plusvalía antes de impuestos para Repsol de 3.500 millones de dólares.

En aplicación de criterios de máxima prudencia financiera, Repsol ajustará la valoración de los activos norteamericanos en sus libros, registrando una provisión neta de 1.300 millones de dólares, como consecuencia de la transmisión de los activos objeto de la transacción.

El 27 de febrero de 2013, el Consejo de Administración de Repsol acordó proponer a la próxima Junta General la continuación del Programa "Repsol Dividendo Flexible" y el pago de una retribución a los accionistas, como dividendo complementario de los resultados del ejercicio 2012, por un importe equivalente a 0,50 euros por acción, en el que se incluye un pago en efectivo de 0,04 euros brutos por cada acción con derecho a retribución y la puesta en marcha, en el marco del citado Programa, del tercer *scrip dividend* de la Compañía.

Madrid, 28 de febrero 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 28 de febrero 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 a 2012 y al cuarto trimestre del mismo año. 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 4^o 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-DICIEMBRE	
	4T11	3T12	4T12	2011	2012
EBITDA	994	2.074	1.551	5.494	6.956
Ingresos de explotación.....	13.194	15.609	14.906	52.637	59.593
Resultado de explotación.....	477	1.577	743	3.549	4.286
Resultado financiero.....	(197)	(222)	(202)	(862)	(857)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	21	27	24	72	117
Resultado antes de impuestos	301	1.382	565	2.759	3.546
Impuesto sobre beneficios.....	(89)	(596)	(311)	(991)	(1.581)
Resultado del ejercicio precedente de operaciones continuadas	212	786	254	1.768	1.965
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(14)	(34)	(19)	(111)	(75)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	198	752	235	1.657	1.890
Resultado de operaciones interrumpidas (*).....	94	8	29	536	170
RESULTADO NETO	292	760	264	2.193	2.060
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (**)					
* Euros/acción	0,23	0,63	0,22	1,72	1,70
* \$/ADR	0,30	0,81	0,29	2,23	2,24

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

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

(**) En julio de 2012 y enero 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 1.282.448.428 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 1.272.794.050 durante 2011 y de 1.212.681.500 durante 2012.

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

1,294 dólares por euro en 4T11

1,293 dólares por euro en 3T12

1,319 dólares por euro en 4T12

RESULTADOS DE REPSOL DESGLOSADOS POR RECURRENTE Y NO RECURRENTE

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

	CUARTO TRIMESTRE 2011			ENERO - DICIEMBRE 2011		
	Total	No recurrentes	Recurrentes	Total	No recurrentes	Recurrentes
Resultado de explotación.....	477	(11)	488	3.549	152	3.397
Upstream.....	207	11	196	1.413	112	1.301
GNL.....	110	(2)	112	386	(2)	388
Downstream.....	107	(7)	114	1.182	(16)	1.198
Gas Natural Fenosa.....	175	(10)	185	887	66	821
Corporación y ajustes.....	(122)	(3)	(119)	(319)	(8)	(311)
Resultado financiero.....	(197)	(10)	(187)	(862)	1	(863)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	21	(8)	29	72	(8)	80
Resultado antes de impuestos.....	301	(29)	330	2.759	145	2.614
Impuesto sobre beneficios.....	(89)	(3)	(86)	(991)	(67)	(924)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	212	(32)	244	1.768	78	1.690
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(14)	-	(14)	(111)	-	(111)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	198	(32)	230	1.657	78	1.579
Resultado de operaciones interrumpidas (*).....	94	94	-	536	536	-
RESULTADO NETO.....	292	62	230	2.193	614	1.579

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

	CUARTO TRIMESTRE 2012			ENERO - DICIEMBRE 2012		
	Total	No recurrentes	Recurrentes	Total	No recurrentes	Recurrentes
Resultado de explotación.....	743	(195)	938	4.286	(36)	4.322
Upstream.....	407	(85)	492	2.208	(95)	2.303
GNL.....	110	-	110	535	-	535
Downstream.....	120	(91)	211	1.013	92	921
Gas Natural Fenosa.....	219	(7)	226	920	(10)	930
Corporación y ajustes.....	(113)	(12)	(101)	(390)	(23)	(367)
Resultado financiero.....	(202)	(38)	(164)	(857)	(50)	(807)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	24	-	24	117	-	117
Resultado antes de impuestos.....	565	(233)	798	3.546	(86)	3.632
Impuesto sobre beneficios.....	(311)	29	(340)	(1.581)	10	(1.591)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	254	(204)	458	1.965	(76)	2.041
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(19)	-	(19)	(75)	-	(75)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	235	(204)	439	1.890	(76)	1.966
Resultado de operaciones interrumpidas (*).....	29	29	-	170	170	-
RESULTADO NETO.....	264	(175)	439	2.060	94	1.966

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

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

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

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO-DICIEMBRE	
	4T11	3T12	4T12	2011	2012
Upstream	207	657	407	1.413	2.208
Norteamérica y Brasil	114	76	112	419	380
Norte de Africa	(23)	356	258	99	1.298
Resto del Mundo	116	225	37	895	530
GNL	110	188	110	386	535
Downstream	107	616	120	1.182	1.013
Europa	104	385	89	1.012	723
Resto del Mundo	3	231	31	170	290
Gas Natural Fenosa	175	226	219	887	920
Corporación y ajustes	(122)	(110)	(113)	(319)	(390)
TOTAL	477	1.577	743	3.549	4.286

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

ANÁLISIS DEL EBITDA DE REPSOL POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO-DICIEMBRE	
	4T11	3T12	4T12	2011	2012
Upstream	443	943	770	2.072	3.438
Norteamérica y Brasil	227	216	209	712	845
Norte de Africa	(12)	378	282	172	1.380
Resto del Mundo	228	349	279	1.188	1.213
 GNL	 154	 240	 149	 556	 720
 Downstream	 160	 589	 322	 1.698	 1.533
Europa	144	541	281	1.481	1.393
Resto del Mundo	16	48	41	217	140
 Gas Natural Fenosa	 349	 378	 391	 1.426	 1.537
 Corporación y ajustes	 (112)	 (76)	 (81)	 (258)	 (272)
 TOTAL	 994	 2.074	 1.551	 5.494	 6.956

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

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

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO-DICIEMBRE	
	4T11	3T12	4T12	2011	2012
Upstream	668	513	801	1.813	2.423
Norteamérica y Brasil	138	214	264	745	1.144
Norte de África	6	11	21	57	44
Resto del Mundo	524	288	516	1.011	1.235
GNL	7	9	9	18	35
Downstream	645	155	216	1.704	666
Europa	624	145	194	1.637	612
Resto del Mundo	21	10	22	67	54
Gas Natural Fenosa	170	90	157	582	432
Corporación y ajustes	93	82	34	165	165
TOTAL	1.583	849	1.217	4.282	3.721

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

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

BALANCE DE SITUACIÓN DE REPSOL
(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	DICIEMBRE
	2011	2012
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	4.645	2.678
Otro inmovilizado intangible	3.138	2.836
Inmovilizado material	36.759	28.227
Inversiones inmobiliarias	24	25
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	699	737
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	-	5.392
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	2.322	672
Otros	128	641
Activos por impuestos diferidos	2.569	3.310
Otros activos no corrientes.....	344	242
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta.....	258	340
Existencias	7.278	5.501
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	9.222	7.781
Otros activos corrientes	220	221
Otros activos financieros corrientes	674	415
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.677	5.903
TOTAL ACTIVO	70.957	64.921
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	23.538	26.702
Atribuido a los intereses minoritarios	3.505	770
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	118	61
Provisiones no corrientes	3.826	2.258
Pasivos financieros no corrientes	15.345	15.300
Pasivos por impuesto diferido	3.839	3.063
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	2.864	2.745
Otros	818	712
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta.....	32	27
Provisiones corrientes	452	291
Pasivos financieros corrientes	4.985	3.790
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	223	224
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	11.412	8.978
TOTAL PASIVO	70.957	64.921

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	ENERO-DICIEMBRE	
	2011	2012
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION (*)		
Resultado antes de impuestos	2.759	3.546
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	2.069	2.587
Otros ajustes del resultado (netos)	666	823
EBITDA	5.494	6.956
Cambios en el capital corriente	(2.275)	696
Cobros de dividendos	62	75
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(1.009)	(1.534)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(172)	(282)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(1.119)	(1.741)
	2.100	5.911
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (*)		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(275)	(255)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(3.552)	(3.424)
Otros activos financieros	(278)	(228)
Otros activos	(182)	-
Total Inversiones	(4.287)	(3.907)
Cobros por desinversiones	932	1.144
Otros flujos de efectivo	2	(122)
	(3.353)	(2.885)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (*)		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	(2.557)	1.388
Cobros por emisión de pasivos financieros	7.626	7.988
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(7.492)	(7.229)
Dividendos distribuidos y otras retribuciones al accionistas	(1.333)	(947)
Pagos de intereses	(879)	(900)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(11)	336
	(4.646)	636
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio de operaciones continuadas	(81)	(78)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES CONTINUADAS	(5.980)	3.584
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas	2.020	867
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas	(1.951)	(872)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas	2.143	(346)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio de de operaciones interrumpidas	(3)	(7)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	2.209	(358)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	6.448	2.677
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.677	5.903

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

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

RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO GRUPO CONSOLIDADO

Cifras no auditadas

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO CONSOLIDADO	3T2012	4T2012	% variación	Ene-Dic 2012
			4T12/3T12	
DEUDA NETA GRUPO CONSOLIDADO AL INICIO DEL PERIODO	9.960	9.703	-2,6	11.663
ELIMINACIÓN DEUDA NETA DE YPF e YPF Gas A CIERRE 2011	-	-	-	-1.939
DEUDA NETA GRUPO CONSOLIDADO SIN YPF AL INICIO DEL PERIODO	9.960	9.703	-2,6	9.724
EBITDA	-2.074	-1.551	-25,2	-6.956
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	198	-1.033	-	-696
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	498	399	-19,9	1.534
INVERSIONES (1)	908	1.116	22,9	3.878
DESINVERSIONES (1)	-566	-175	-69,1	-941
DIVIDENDOS Y OTRAS RETRIBUCIONES PAGADAS AL ACCIONISTA	243	19	-92,2	947
OPERACIONES ACCIONES PROPIAS	1	-76	-	-1.388
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	98	57	-41,8	46
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS (2)	447	248	-44,5	1.203
EFFECTOS ASOCIADOS A LOS PRÉSTAMOS DEL GRUPO PETERSEN	-10	231	-	1.587
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	9.703	8.938	-7,9	8.938
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	12.916	12.120	-6,2	12.120
Ratio de endeudamiento (3)				
CAPITAL EMPLEADO (M€)	34.852	33.716	-3,3	33.716
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	27,8	26,5	-4,8	26,5
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	37,1	35,9	-3	35,9
ROACE antes de no recurrentes (%)	8,8	6,9	-21,6	7,9

(1) A 31 de diciembre de 2012 existen inversiones de carácter financiero por importe de 29 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 203 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 31 de diciembre de 2012 ascendería a 22,6% y a 30,6% teniendo en cuenta las participaciones preferentes. Igualmente, el ROACE mostrado no incluye resultado ni capital empleado de operaciones interrumpidas.

Cifras no auditadas

4T 2011	3T 2012	4T 2012	% Variación 4T12/4T11	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO CONSOLIDADO	Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	% Variación 12/11
-140	-172	-171	22,1	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-538	-668	24,2
11	18	11	-9,1	RESULTADO DE POSICIONES	-158	36	-122,8
-24	-18	-35	45,8	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-63	-83	31,7
26	17	82	215,4	INTERCALARIOS	133	135	1,5
-70	-67	-88	25,7	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-236	-277	17,4
-197	-222	-202	2,5	TOTAL	-862	-857	-0,6

TABLAS



PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS
DEL 4T 2012

MAGNITUDES DE UPSTREAM

	Unidad	2011					2012					% Variación 12 / 11
		1T	2T	3T	4T	Acum	1T	2T	3T	4T	Acum	
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	324	296	283	292	299	323	320	339	347	332	11,3%
Producción de Líquidos	K Bep/día	130	100	99	112	110	136	144	145	145	142	29,2%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	30	30	30	35	31	33	30	30	33	32	1,4%
Norte de África	K Bep/día	30	3	2	13	12	39	49	47	45	45	276,2%
Resto del Mundo	K Bep/día	70	68	66	64	67	64	65	68	67	66	-2,0%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	195	196	184	180	189	188	176	194	203	190	0,8%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	54,8%
Norte de África	K Bep/día	6	6	5	6	6	6	6	6	6	6	-2,0%
Resto del Mundo	K Bep/día	187	188	177	172	181	180	167	186	194	182	0,4%

MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2011					2012					% Variación 12 / 11
		1T	2T	3T	4T	Acum	1T	2T	3T	4T	Acum	
CRUDO PROCESADO	M tep	7,3	7,7	8,3	8,2	31,5	8,2	8,5	10,0	10,2	36,9	17,2%
Europa	M tep	6,4	6,8	7,3	7,4	27,9	7,3	7,6	9,1	9,3	33,3	19,3%
Resto del Mundo	M tep	0,9	0,9	1,0	0,9	3,6	0,9	0,9	0,9	0,9	3,6	0,8%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	9.251	9.458	9.834	9.262	37.805	10.138	9.839	11.119	11.648	42.744	13,1%
Ventas Europa	Kt	8.215	8.465	8.640	8.228	33.548	9.029	8.737	9.973	10.538	38.277	14,1%
Marketing Propio	Kt	5.009	5.274	5.291	4.984	20.558	4.961	4.796	4.891	4.769	19.417	-5,6%
Productos claros	Kt	4.273	4.409	4.535	4.363	17.580	4.170	4.100	4.206	4.142	16.618	-5,5%
Otros productos	Kt	736	865	756	621	2.978	791	696	685	627	2.799	-6,0%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.607	1.534	1.602	1.657	6.400	1.660	1.878	1.882	1.711	7.131	11,4%
Productos claros	Kt	1.202	1.110	1.164	1.338	4.814	1.446	1.685	1.808	1.628	6.567	36,4%
Otros productos	Kt	405	424	438	319	1.586	214	193	74	83	564	-64,4%
Exportaciones	Kt	1.599	1.657	1.747	1.587	6.590	2.408	2.063	3.200	4.058	11.729	78,0%
Productos claros	Kt	474	425	430	425	1.754	797	657	1.263	1.837	4.554	159,6%
Otros productos	Kt	1.125	1.232	1.317	1.162	4.836	1.611	1.406	1.937	2.221	7.175	48,4%
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.036	993	1.194	1.034	4.257	1.109	1.102	1.146	1.110	4.467	4,9%
Marketing Propio	Kt	406	467	480	509	1.862	480	518	503	498	1.999	7,4%
Productos claros	Kt	345	377	427	430	1.579	424	450	454	460	1.788	13,2%
Otros productos	Kt	61	90	53	79	283	56	68	49	38	211	-25,4%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	398	413	360	377	1.548	387	403	382	411	1.583	2,3%
Productos claros	Kt	304	321	309	297	1.231	295	304	311	304	1.214	-1,4%
Otros productos	Kt	94	92	51	80	317	92	99	71	107	369	16,4%
Exportaciones	Kt	232	113	354	148	847	242	181	261	201	885	4,5%
Productos claros	Kt	31	68	102	63	264	78	73	99	94	344	30,3%
Otros productos	Kt	201	45	252	85	583	164	108	162	107	541	-7,2%
QUÍMICA												
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	710	666	671	613	2.659	593	541	538	636	2.308	-13,2%
Europa	Kt	624	590	582	516	2.312	518	456	463	561	1.998	-13,6%
Básica	Kt	236	214	199	162	811	161	137	151	221	669	-17,4%
Derivada	Kt	388	376	384	354	1.501	357	319	312	341	1.329	-11,5%
Resto del Mundo	Kt	86	77	88	97	348	75	86	75	75	311	-10,7%
Básica	Kt	16	19	20	23	78	22	17	8	14	62	-21,6%
Derivada	Kt	69	57	69	74	269	53	68	67	61	249	-7,5%
GLP												
GLP comercializado	Kt	784	596	612	706	2.698	782	607	507	641	2.537	-6,0%
Europa	Kt	507	292	285	402	1.486	496	304	229	386	1.415	-4,8%
Resto del Mundo	Kt	276	304	327	304	1.212	286	303	278	255	1.122	-7,4%

Resto Ventas Mercado Nacional: Incluye ventas a operadores y bunker. ⁽¹⁾ 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 Repsol 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.

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

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 SEC 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.