

Resultados 4T 2011



REPSOL

Madrid, 29 de febrero de 2012

ÍNDICE:

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2011.....	3
1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES	4
1.1.- <i>UPSTREAM</i>	4
1.2.- <i>GNL</i>	6
1.3.- <i>DOWNSTREAM</i>	7
1.4.- <i>YPF</i>	9
1.5.- <i>GAS NATURAL FENOSA</i>	11
1.6.- <i>CORPORACIÓN Y OTROS</i>	11
2.- RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO	12
3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS.....	14
3.1.- <i>IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS</i>	14
3.2.- <i>RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS</i>	14
3.3.- <i>INTERESES MINORITARIOS</i>	14
4.- HECHOS DESTACADOS	15
<u>TABLAS:</u>	
RESULTADOS 4T 2011	18
PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 4T 2011	28

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10	RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE 2011	Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
RESULTADO CONTABLE A CCS (M€)							
3.385	1.255	719	-78,8	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	7.123	4.374	-38,6
2.797	486	303	-89,2	RESULTADO NETO CCS	4.365	1.943	-55,5
INDICADORES PROFORMA A CCS (M€)							
1.056	1.202	781	-26,0	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	4.715	4.343	-7,9
499	429	355	-28,9	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	2.032	1.923	-5,4
RESULTADO CONTABLE (M€)							
3.561	1.380	703	-80,3	RESULTADO DE EXPLOTACION	7.621	4.805	-37,0
2.907	557	292	-90,0	RESULTADO NETO	4.693	2.193	-53,3
INDICADORES PROFORMA (M€)							
1.232	1.327	765	-37,9	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	5.213	4.774	-8,4
609	500	344	-43,5	RESULTADO NETO RECURRENTE	2.360	2.173	-7,9
BENEFICIO POR ACCIÓN							
2,38	0,46	0,24	-89,9	Euros por acción	3,84	1,80	-53,1
3,18	0,62	0,31	-90,2	Dólares por acción	5,14	2,33	-54,7

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2011

- El **resultado de explotación recurrente a CCS** ha alcanzado 781 M€, inferior en un 26,0% al del mismo trimestre del año anterior. El descenso se explica principalmente por la menor producción de Upstream (fundamentalmente en Libia) y los menores resultados de Downstream e YPF, parcialmente compensados por los mayores márgenes y volúmenes en la comercialización de GNL.
- El **resultado neto recurrente a CCS** alcanzó los 355 M€ en el período, descendiendo un 28,9%, debido principalmente a los efectos anteriormente descritos y al incremento de los minoritarios como consecuencia de las desinversiones realizadas en YPF durante el año 2011.
- La producción de **Upstream** en este trimestre alcanzó los 292 Kbp/d, un 14,4% inferior a la del mismo período de 2010. La disminución se explica principalmente por la suspensión de las operaciones en Libia y por las paradas de mantenimiento en los campos de bpTT en Trinidad y Tobago. La producción en Libia ya ha sido reiniciada y se sitúa estos días en el entorno de los 300 kbp/d brutos. A pesar de estas caídas por hechos específicos se mantienen los objetivos de incremento de producción indicados en nuestro Plan Estratégico.
- En el año 2011 se ha alcanzado en Upstream una tasa de reemplazo de reservas del 162% frente al 131% del año 2010.
- La producción de **YPF** ha alcanzado los niveles del mismo trimestre del año anterior, 511 Kbp/d.
- En el año 2011 se ha alcanzado en YPF una tasa de reemplazo de reservas del 112% frente al 84% del 2010. La tasa de reemplazo en crudo ha sido del 169% frente al 100% del 2010.
- La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** al final del ejercicio 2011 se situó en 6.775 M€, superior en 3.866 M€ a la de cierre del tercer trimestre 2011. Cabe resaltar en el cuarto trimestre la adquisición de acciones propias representativas del 10% del capital por importe de 2.572 M€. En enero 2012 se cerró la colocación entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones que la sociedad tenía en autocartera, representativas de un 5% del capital social por un importe de 1.364 M€, restituyendo nuestra posición de liquidez. El ratio de deuda neta sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, se sitúa al cierre del ejercicio en el 18,6%, y en el 26,9% considerando las acciones preferentes. Si excluimos el impacto de la operación extraordinaria de adquisición de autocartera, estos ratios se ven mejorados en 7 puntos.

1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10		Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
3.071	400	207	-93,3	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	4.113	1.413	-65,6
361	322	196	-45,7	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.473	1.301	-11,7
140	99	112	-20,0	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	146	110	-24,3
1.131	1.033	1.012	-10,5	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.116	1.059	-5,1
341	283	292	-14,4	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	344	299	-13,2
399	356	668	67,4	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.119	1.813	62,0
154	43	183	18,8	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	500	382	-23,6
4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
86,5	113,4	109,4	26,5	Brent (\$/Bbl)	79,5	111,3	40,0
85,2	89,5	94,1	10,4	WTI (\$/Bbl)	79,6	95,1	19,5
3,8	4,2	3,5	-7,9	Henry Hub (\$/MBtu)	4,4	4,0	-9,1
4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
80,2	83,2	86,7	8,1	CRUDO (\$/Bbl)	73,6	84,2	14,4
2,9	3,8	3,7	27,6	GAS (\$/Miles scf)	2,7	3,5	29,6

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

El **resultado de explotación recurrente** en el cuarto trimestre de 2011 ascendió a 196 M€ lo que representa un descenso del 45,7% frente al cuarto trimestre de 2010.

El descenso del resultado ha sido debido al menor volumen de producción, especialmente en líquidos por la situación de Libia, parcialmente compensado por los mayores precios de realización. La suspensión de la producción en Libia ha supuesto un menor resultado de 220 M€ en la comparación 4T10 vs 4T11. La variación total del resultado entre trimestres se explica como sigue:

- Los precios de realización de crudo y gas han aumentado en el trimestre. El efecto del aumento de precios, neto del efecto de regalías, ha tenido un impacto positivo de 137 M€
- El menor volumen de producción, en especial de líquidos, neto de las menores amortizaciones, ha tenido un efecto negativo de 288 M€
- Los mayores costes exploratorios han tenido un impacto negativo de 32 M€
- La apreciación del dólar frente al euro ha supuesto un mayor resultado de 10 M€
- Otras variaciones menores explican el resto de los efectos.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 292 Kbp/d, un 14,4% inferior a la del mismo período de 2010. La disminución, mayoritariamente de líquidos, se explica principalmente por el limitado impacto que ha tenido este trimestre la reanudación de las operaciones en Libia y la dilución de la participación en Brasil. En gas la disminución se explica por una mayor actividad de mantenimiento en Trinidad y Tobago. Estos efectos negativos han sido parcialmente compensados por incrementos en la producción de Perú por entrega de gas a Peru LNG y aumento de la demanda local así como por la aplicación del nuevo contrato en Ecuador vigente a partir de enero 2011.

Los objetivos de crecimiento de la producción a medio y largo plazo se mantienen sin cambios. En el mes de octubre se puso en marcha la producción de Repsol en Libia. Asimismo, la producción de Shenzi (Estados Unidos) alcanza niveles de plateau, habiéndose ya normalizado la situación tras los efectos de la moratoria a la perforación en el Golfo de Méjico.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** acumulado a diciembre del año 2011 ha ascendido a 1.301 M€, suponiendo un descenso del 11,7% frente al ejercicio anterior. Los mayores precios internacionales de crudo y gas en el período junto con los menores costes exploratorios han atenuado el efecto de la menor producción y de la depreciación del dólar frente al euro.

La producción acumulada a diciembre del año 2011 (299 Kbp/d) ha sido un 13,2% inferior a la del año 2010 (344 Kbp/d) principalmente por la menor producción de líquidos en Libia y una mayor actividad de mantenimiento en Trinidad y Tobago.

En el año 2011 se ha alcanzado una tasa de reemplazo de reservas del 162% frente al 131% del año 2010.

Inversiones de explotación

Las **inversiones** de explotación del cuarto trimestre de 2011 en el área de Upstream han alcanzado 668 M€. Las inversiones en desarrollo representaron un 35% y han sido realizadas fundamentalmente en Trinidad y Tobago (23%), Perú (16%), Bolivia (15%), Venezuela (14%), Estados Unidos (12%) y Brasil (9%). Respecto a las inversiones en exploración, representaron un 34% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Angola (47%), Brasil (17%) y EE.UU. (14%). El resto corresponde, básicamente, a la adquisición de Eurotek en Rusia.

Respecto al total del año 2011, las inversiones de explotación en Upstream ascendieron a 1.813 M€, un 62% superiores a las del ejercicio 2010. La inversión en desarrollo representó el 43%, la inversión en exploración un 40% y el resto corresponde fundamentalmente a la adquisición de Eurotek en Rusia. La inversión en desarrollo se realizó principalmente en Estados Unidos (19%), Bolivia (17%), Trinidad y Tobago (15%), Venezuela (13%), Perú (12%) y Brasil (12%). Las inversiones en exploración fueron realizadas fundamentalmente en Estados Unidos (38%), Brasil (20%) y Angola (14%).

1.2.- GNL
Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10		Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
46	108	110	139,1	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	105	386	267,6
33	108	112	239,4	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	127	388	205,6
43,3	54,3	52,0	20,1	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	37,0	49,9	34,9
93,2	102,3	102,8	10,3	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	267,6	435,6	62,8
28	4	7	-75,0	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	82	18	-78,0

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

El **resultado de explotación recurrente** en el cuarto trimestre del 2011 se situó en 112 M€ frente a los 33 M€ del mismo período del año anterior.

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

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** acumulado a diciembre de 2011 ha ascendido a 388 M€, mas que triplicando el resultado del año anterior. Este aumento se explica fundamentalmente por los mayores volúmenes (al estar operativa la planta de Peru LNG desde junio de 2010) y márgenes de comercialización de GNL.

Inversiones

Las inversiones de explotación acumuladas del año 2011 en el área de GNL son muy reducidas, debido a que en la actualidad en este negocio sólo se realizan inversiones de mantenimiento, mientras que en 2010 se concluyó la inversión en el tercer tanque de Canaport.

1.3.- DOWNSTREAM
Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10		Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
-5	216	126	-	RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	806	776	-3,7
164	219	133	-18,9	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	977	792	-18,9
4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10		Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
171	341	110	-35,7	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.304	1.207	-7,4
340	344	117	-65,6	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE (M€)	1.475	1.223	-17,1
9.873	9.834	9.262	-6,2	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	38.613	37.805	-2,1
701	671	613	-12,6	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	2.618	2.659	1,6
853	723	772	-9,5	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	3.108	3.033	-2,4
466	415	647	38,8	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.612	1.712	6,2
4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
2,9	1,6	0,8	-72,4	España	2,5	1,6	-36,0

El resultado de explotación recurrente a CCS se situó en 133 M€, un 18,9% inferior al del mismo trimestre de 2010.

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

- La caída del margen de refino compensada parcialmente con la entrada en funcionamiento de la refinería de Cartagena y, en menor medida, con la de Petronor, ha causado un menor resultado del negocio de Refino de 116 M€
- El negocio de Química ha sufrido un deterioro de márgenes y actividad que se refleja en un menor resultado de 35 M€
- Los negocios de GLP y Marketing presentan un mayor resultado de 18 M€
- Se ha procedido a la revisión de las vidas útiles de los activos industriales en España y Portugal. Este y otros efectos explican el resto de las variaciones.

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente a CCS acumulado a diciembre de 2011, ha sido de 792 M€, un 18,9% inferior a los 977 M€ obtenidos el año anterior, principalmente por el menor resultado del negocio de Refino (menor margen y ausencia de resultados de Refap en 2011, tras venta de la participación a finales de 2010). Los negocios de Marketing, GLP y Química presentan resultados similares a los del año anterior.

Inversiones de explotación

Las **inversiones** de explotación en el área de Downstream en el cuarto trimestre de 2011 fueron de 647 M€. Las inversiones de explotación en el acumulado de 2011 ascendieron a 1.712 M€. Estas inversiones se han destinado fundamentalmente a los proyectos de ampliación y conversión de Cartagena y Petronor, que a la fecha actual ya se encuentran operativas.

1.4.- YPF
Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10		Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
248	407	223	-10,1	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.453	1.231	-15,3
371	430	274	-26,1	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.625	1.352	-16,8
279	273	298	6,8	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	294	274	-6,7
1.307	1.266	1.200	-8,2	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.387	1.241	-10,5
511	499	511	0,0	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	541	495	-8,5
3.641	3.756	3.481	-4,4	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (Miles de toneladas)	14.146	14.144	0,0
492	474	421	-14,4	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS (Miles de toneladas)	1.563	1.639	4,9
112	115	116	3,6	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	422	456	8,3
561	475	969	72,7	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.537	2.182	42,0
4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10	INDICADORES	Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
53,6	60,9	66,0	23,1	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE CRUDO AL MERCADO LOCAL (\$/Bbl)	49,7	59,5	19,7
2,5	1,9	2,8	12,0	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE GAS (**) (\$/Miles scf)	2,1	2,3	11,8

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

(**) Neto de retenciones y no incluye ventas al Downstream

El **resultado de explotación recurrente** alcanzó 274 M€ en el cuarto trimestre de 2011 frente a 371 M€ en el cuarto trimestre de 2010.

A continuación se ofrece un detalle de las causas tras el descenso del resultado:

- El acercamiento del precio de los combustibles en dólares en el mercado doméstico a las paridades de importación, ha tenido un impacto positivo en el resultado de 280 M€
- El aumento en los ingresos por exportaciones y por aquellos productos vendidos internamente pero referenciados a la evolución de las cotizaciones internacionales impactó positivamente en el resultado en 149 M€
- Con la finalización de las huelgas, la producción de crudo se fue recuperando de forma progresiva. A pesar de ello y con el objeto de seguir abasteciendo la demanda creciente en el mercado local fue necesario continuar con los mayores volúmenes de compras a terceros. El efecto de lo anterior es un menor resultado operativo de 158 M€
- El incremento anual en dólares del 20% en los costes operativos, por inflación de precios en servicios y salarios, ha supuesto un menor resultado de 155 M€
- Otros efectos, como la provisión dotada ante la suspensión temporal del programa Petroleo Plus y el efecto del tipo de cambio, explican el resto de las variaciones.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 511 Kbp/d, al nivel de la del mismo período del año anterior, por haber conseguido alcanzar niveles normalizados tras las huelgas de los meses de abril, mayo y junio. El aumento de producción de un 6,8% en los líquidos se ve minorado por el descenso del 8,2% en gas.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** acumulado a diciembre de 2011 ascendió a 1.352 M€, un 16,8% inferior al del año anterior. La disminución es consecuencia principalmente del efecto de las huelgas sobre la producción de crudo, del efecto inflacionario de los costes y la suspensión temporal del programa Petróleo Plus. Los mayores ingresos procedentes de la adecuación de los precios de los combustibles en las estaciones de servicio a las paridades de importación y de la venta de productos ligados a cotización internacional en el mercado interno no han podido compensar los efectos negativos anteriormente descritos.

En el acumulado del año, la producción ha sido de 495 Kbep/d con un descenso del 8,5% frente al año anterior. El descenso ha sido del 10,5% en gas y 6,7% en líquidos. Las huelgas tuvieron un impacto de 20,2 Kbep/d en la producción de líquidos y de 6,0 Kbep/d en la producción de gas del período. Aislado el efecto de las huelgas, tanto en 2010 como en 2011, la caída de producción de líquidos hubiese sido del 2,6%.

En el año 2011 se ha alcanzado en YPF una tasa de reemplazo de reservas del 112% frente al 84% del 2010. La tasa de reemplazo en crudo ha sido del 169% frente al 100% del 2010.

Inversiones de explotación

Las inversiones de explotación del cuarto trimestre de 2011 en YPF han alcanzado 969 M€, de los cuales 588 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 66% de las inversiones en E&P se ha destinado a proyectos de desarrollo y un 7% a exploración.

Durante el año 2011 las inversiones de explotación alcanzaron 2.182 M€, de los cuales 1.499 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 72% de las inversiones en E&P se destinó a proyectos de desarrollo y un 18% a exploración donde destaca 128 M€ en Vaca Muerta.

1.5.- GAS NATURAL FENOSA

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10		Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
132	200	175	32,6	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	881	887	0,7
214	199	185	-13,6	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	849	821	-3,3
189	256	170	-10,1	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	463	582	25,7

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del cuarto trimestre de 2011 ascendió a 185 M€, frente a los 214 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un descenso del 13,6%. Esto se debe a la regularización de ingresos de distribución de electricidad realizada en el mismo trimestre del año anterior y a la ausencia de resultados de las desinversiones realizadas en 2010 y en 2011.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** acumulado a diciembre del año 2011 está ligeramente por debajo del resultado del año anterior, con una caída del 3,3%, y se explica por los menores resultados de comercialización de electricidad en España, de distribución de electricidad en Latinoamérica y a la ausencia de resultados por desinversiones realizadas en 2010 y 2011, que no son compensados con la mejora de resultados en distribución de electricidad en España y los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas.

Inversiones

Las **inversiones** de Gas Natural Fenosa durante el cuarto trimestre y acumuladas hasta diciembre de 2011 han alcanzado 170 M€ y 582 M€ respectivamente. La inversión material se ha destinado fundamentalmente a las actividades de Distribución de Gas y Electricidad, tanto en España como en Latinoamérica. Además estas cifras incluyen el importe destinado por Repsol a comprar acciones de Gas Natural Fenosa para mantener el 30% de participación tras la ampliación de capital que suscribió Sonatrach.

1.6.- CORPORACIÓN Y OTROS

Este epígrafe recoge los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios así como los ajustes de consolidación intersegmento.

En el cuarto trimestre de 2011 se registró un resultado recurrente negativo de 119 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 2011 (página 27 del presente avance de resultados).

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	3T11	4T11	%Variación	Ene-Dic 11
			4T11/3T11	
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	1.999	2.909	45,5	1.697
EBITDA	-1.864	-1.408	-24,5	-7.014
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	252	201	-20,2	1.708
INVERSIONES (1)	1.442	1.886	30,8	5.547
DESINVERSIONES (1)	-12	-47	291,7	-91
ENAJENACIÓN PARTICIPACIONES EN SOC. SIN PÉRDIDA DE CONTROL(2)	-57	0	-100,0	-2.327
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	642	206	-67,9	1.649
OPERACIONES ACCIONES PROPIAS (3)	63	2.494	-	2.557
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	-133	-132	-0,8	11
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	351	425	21,1	1.690
CANCELACIÓN PREFERENTE AMERICANA	0	0	0,0	535
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	226	241	6,6	813
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	2.909	6.775	132,9	6.775
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	5.911	9.775	65,4	9.775

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	34.697	36.329	4,7	36.329
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	8,4	18,6	122,4	18,6
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	17,0	26,9	57,9	26,9
ROACE antes de no recurrentes (%)	8,8	6,3	-28,4	8,6

(1) En el cuarto trimestre 2011 existen inversiones de carácter financiero por importe de 9 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 14 M€, no reflejadas en esta tabla.

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

(3) La cifra correspondiente al cuarto trimestre (2.494 M€) incluye la adquisición en diciembre de acciones propias representativas del 10% del capital social por importe de 2.572 M€, compensado parcialmente por la venta realizada en dicho trimestre de las acciones propias mantenidas en autocartera al cierre de septiembre 2011 (78 M€).

La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** al final del ejercicio 2011 se situó en 6.775 M€, incrementándose respecto al cierre del tercer trimestre en 3.866 M€. Como hechos destacables del cuarto trimestre, cabe mencionar la operación extraordinaria de adquisición de acciones propias representativas del 10% del capital social por importe de 2.572 M€ así como el significativo volumen de inversiones.

Como hecho posterior, cabe destacar que en enero 2012 se cerró la colocación entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones que la sociedad tenía en autocartera, representativas de un 5% del capital social por importe de 1.364 M€, restituyendo la posición de liquidez del Grupo.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado del Grupo Repsol, excluyendo Gas Natural Fenosa, se situó en el 18,6%. Considerando las acciones preferentes el ratio asciende a 26,9%. Si excluimos el impacto de la operación extraordinaria de adquisición de autocartera, estos ratios se ven mejorados en 7 puntos.

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO EX GNF	Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
-95	-73	-79	-16,8	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-376	-280	-25,5
-113	-118	37	-	RESULTADO DE POSICIONES	-79	-50	-36,7
-51	-13	-40	-21,6	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-165	-134	-18,8
35	43	32	-8,6	INTERCALARIOS	129	150	16,3
-45	-54	-73	62,2	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-200	-228	14,0
-269	-215	-123	-54,3	TOTAL	-691	-542	-21,6

El **gasto financiero neto acumulado** del ejercicio 2011 del Grupo ex Gas Natural Fenosa se situó en 542 M€, inferior al del ejercicio anterior en 149 M€, destacando los siguientes aspectos:

- **Intereses netos:** Menor gasto de 96 M€, destacando unos saldos medios de las inversiones a tipo variable muy superiores a los del 2010 y con una mejor remuneración. Adicionalmente, el 8 de febrero 2011 se amortizaron anticipadamente la Serie A de Participaciones Preferentes de Repsol International Capital, Limited, que cotizaban en la Bolsa de Nueva York (725 MUSD al 7,45% de interés, superior al coste medio de nuestra deuda).
- **Resultado de posiciones:** Menor gasto de 29 M€ originado principalmente por el efecto positivo de la depreciación del ARS frente al USD afectando a las posiciones pasivas en dicha moneda, que se ve compensado parcialmente por la depreciación del BRL vs USD que afecta negativamente a las posiciones activas en esta moneda.
- **Intereses intercalarios:** mayor ingreso de 21 M€, principalmente por activación de intereses asociados a la financiación de los proyectos de mejora de las refinerías de Cartagena y Bilbao.

3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS

3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo efectivo del Impuesto sobre Sociedades para el ejercicio 2011 ha sido del 38%, con un gasto por impuesto devengado de 1.514 M€.

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/4T10	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene- Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
0,8	4,0	0,4	-50,0	UPSTREAM	10,6	3,6	-66,0
14,6	10,8	16,4	12,3	GNL	30,6	45,0	47,1
4,0	3,4	3,3	-17,5	DOWNSTREAM	28,3	21,0	-25,8
1,0	0,8	-0,7	-	YPF	4,9	3,2	-34,7
0,0	0,0	0,6	-	Gas Natural Fenosa	1,6	2,2	37,5
20,4	19,0	20,0	-2,0	TOTAL	76,0	75,0	-1,3

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente fue similar en el cuarto trimestre de 2011 al obtenido en el mismo periodo del año anterior (20 M€). El resultado acumulado del año mantiene los niveles del año anterior.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el cuarto trimestre de 2011 ascendió a 86 M€ frente a 83 M€ del cuarto trimestre de 2010.

Este epígrafe recoge principalmente la participación de los accionistas minoritarios en el resultado de YPF. La participación a cierre del trimestre de Repsol en YPF fue del 79,81% en 4T10, del 57,43% en 3T11 y del mismo porcentaje en 4T11, descendiendo como consecuencia de las sucesivas desinversiones de Repsol en YPF.

4.- HECHOS DESTACADOS

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

En **Upstream**, el 15 de Noviembre de 2011, Repsol Sinopec Brasil y sus socios Petrobras y BG Group anunciaron un nuevo descubrimiento de petróleo en el área de Carioca, localizada en el bloque BM-S-9, confirmando la potencialidad de la zona ubicada en la prolifera Cuenca de Santos, del presal brasileño. El hallazgo, que tuvo lugar en el pozo conocido como Abaré, está localizado a 35 km al sur del pozo descubridor Carioca y a 293 km del litoral del Estado de São Paulo. Los análisis realizados demostraron la existencia de petróleo de buena calidad, de 28° API, en reservorios carbonatados a una profundidad de 4.830 metros. Una vez concluida la evaluación final en curso de los resultados obtenidos se definirá la productividad del almacén.

El 20 de Diciembre de 2011, Repsol y Alliance Oil alcanzaron un acuerdo que establecía los principios de gestión de una sociedad para el futuro desarrollo conjunto de actividades de exploración y producción en Rusia. Conforme con el acuerdo, Alliance transferiría sus filiales de upstream Saneco y Tatnefteodatcha, con activos que producen unos 20.500 barriles de petróleo al día, y licencias para exploración y producción que suponían, a 31 de diciembre de 2010, reservas 2P (probadas y probables) de unos 171,5 millones de barriles. Estos activos estaban valorados en unos 570 millones de dólares. Por su parte, Repsol aportaría capital y adquiriría el resto a Alliance hasta alcanzar el 49% de participación en la sociedad conjunta. El objetivo de este acuerdo es la explotación de los activos aportados y la búsqueda y desarrollo de nuevas oportunidades para exploración y producción de petróleo y gas en Rusia, el mayor productor de hidrocarburos del mundo.

El 22 de Diciembre de 2011, Repsol anunció la adquisición de 1.500 km² del vasto yacimiento Mississippian Lime a la compañía SandRidge, situado en los estados de Kansas y Oklahoma. El yacimiento es una zona rica en petróleo ligero y gas, con una elevada producción y recursos probados. Este área cuenta con amplia infraestructura que permitirá una rápida puesta en producción y la comercialización de los hidrocarburos. La inversión de Repsol será de 1.000 millones de dólares, incluyendo un pago inicial de 250 millones dólares al cierre del acuerdo y el resto en aproximadamente 3 años. Repsol incorporará producción y reservas a partir de 2012. Se perforarán más de 200 pozos horizontales en 2012, y se prevé alcanzar más de 1.000 pozos en 2014. Se espera que la producción de Repsol alcance un pico de 90.000 barriles de petróleo equivalente al día en 2019.

El 26 de Diciembre de 2011, Repsol anunció la firma del Contrato de Suministro del gas natural del campo Perla lo que permite el inicio de la fase de desarrollo de este megacampo en el bloque Cardon IV en Venezuela. La producción esperada de Perla en su primera fase es de 300 millones de pies cúbicos al día de gas, que posteriormente se prevé cuadruplicar al final de las dos siguientes fases hasta alcanzar 1.200 millones de pies cúbicos al día. Iniciada la fase de desarrollo, PDVSA participaría hasta con un 35% en el consorcio y Repsol y Eni con un 32,5% cada uno. La inversión estimada para la primera fase del proyecto será de 1.500 millones de dólares. El Contrato de Suministro firmado hasta 2036 contempla un compromiso recíproco de entrega y adquisición de más de 8,7 TCF de gas natural, y será una de las fuentes de abastecimiento de la demanda interna de gas de Venezuela, que se prevé crezca con el consumo doméstico, industrial, petroquímico y generación eléctrica en los próximos años.

El 29 de Diciembre de 2011, Repsol adquirió la compañía rusa de Exploración y Producción Eurotek por, aproximadamente, 230 millones de dólares, libre de deuda. Entre los activos de la compañía adquirida destacan los campos de gas Yuzhno-Khadyryakhinskoye (YK) que se encuentra en fase de delineación y Syskonsyninskoye (SK) que entrará en producción en 2012. En 2012, Repsol incorporará estos activos, al valor de adquisición, a AROG, la sociedad conjunta creada con Alliance Oil, como parte de su compromiso de aportar capital y activos a la misma, sujeto a la aprobación de las autoridades competentes. Los campos YK y SK aportados por Repsol, añadirán a AROG reservas 2P (probadas y probables) por unos 115 millones de barriles equivalentes de petróleo, que se sumarán a los incorporados por Alliance a la joint venture a través de sus filiales de upstream Saneco y Tatnefteodatcha.

El 14 de febrero de 2012, Repsol anunció que las autoridades de Argelia autorizaron el Plan de Desarrollo para los seis campos del Proyecto Reggane Norte, en el Sahara argelino. Repsol tiene una participación del 29,25% en el consorcio, formado y operado conjuntamente con Sonatrach (40%), RWE Dea (19,5%) y Edison (11,25%). En el desarrollo total del proyecto se prevén unas inversiones de 2.225 millones de euros (unos 3.000 millones de dólares), que incluye la construcción de infraestructuras operativas y de apoyo. El consorcio prevé iniciar la producción a mediados de 2016, y alcanzar una tasa de producción estable de 8 millones de metros cúbicos de gas al día durante los primeros 12 años de producción.

El 27 de Febrero de 2012, Repsol anunció un descubrimiento de petróleo en la Cuenca de Campos en Brasil. El pozo, denominado Pão de Açúcar, muestra un reservorio de hidrocarburos con un grosor de 500 metros, uno de los mayores que se han descubierto en Brasil. Pão de Açúcar es el tercer hallazgo en el Bloque BM-C-33, donde también se encuentran los yacimientos Seat y Gavea, este último calificado como uno de los 10 mayores descubrimientos del mundo en 2011. Repsol Sinopec Brasil opera y participa con un 35% en el consorcio descubridor, formado con Statoil (35%) y Petrobras (30%).

En **YPF**, el 8 de Febrero de 2012, se elevó la previsión de recursos y reservas del descubrimiento de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta a 22.807 Mbep. El estudio, realizado por la auditora internacional de reservas y recursos de hidrocarburos Ryder Scott, abarca un área total de 8.071 km² (1.994.378 acres), donde YPF tiene una participación neta de 5.016 km² (1.239.407 acres) dentro de la cuenca neuquina. Los recursos prospectivos brutos alcanzan los 21.167 Mbep en ese área. Los estudios han determinado, en un área de 1.100 km² una estimación de recursos contingentes asociados de 1.115 Mbbl de petróleo y 410 Mbep de gas, es decir, un total de 1.525 Mbep. Para la participación de YPF, estos recursos contingentes serían 883 Mbbl de petróleo y 330 Mbep de gas, un total de 1.213 Mbep.

También el 8 de Febrero de 2012, en YPF se informó que las inversiones en 2011 superaron los 13.300 millones de pesos, significando un incremento mayor al 50% en relación a las ejecutadas en el año 2010. La intensidad y el éxito exploratorio permitieron aumentar el índice de reposición de reservas de crudo de 2011 por encima del 160%. A su vez, se informó del fuerte impulso de los proyectos plurianuales de refino y química, cuya inversión total supera los 8.000 millones de pesos. YPF informó también de la incorporación a su libro de reservas 137 millones de barriles de petróleo, lo que supuso que, por segundo año consecutivo, su índice de reposición de reservas de petróleo superara el 100%. Se informó también que la Secretaría de Energía de la Nación Argentina publicó los datos oficiales para YPF correspondientes al año 2010, que indican que durante el citado ejercicio se alcanzó un índice de reposición de reservas para crudo del 144% y para el gas del 100%.

En la **Corporación**, el 30 de Noviembre de 2011, el Consejo de Administración acordó la distribución de un dividendo bruto de 0,5775 euros por acción a cuenta del ejercicio en curso. Este dividendo supone un incremento del 10% respecto al abonado a cuenta el ejercicio anterior. Este importe refleja la positiva evolución de los resultados de la compañía durante 2011 y es acorde con la política de disciplina financiera y adecuada retribución al accionista, establecida en su Plan Estratégico. El pago se hizo efectivo el pasado 10 de enero.

El 5 de Diciembre de 2011, Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol YPF, S.A., cerró una emisión de bonos, a 4 años y 2 meses, de 850 millones de euros, con un cupón del 4,25% y un precio de emisión del 99,642%, equivalente a mid swap + 250 p.b. Estos bonos cotizan actualmente en la Bolsa de Luxemburgo.

El 20 de Diciembre de 2011, Repsol adquirió acciones propias representativas de un 10% de su capital social, en cumplimiento del acuerdo adoptado por unanimidad en la sesión del Consejo de Administración del día 18 de Diciembre. La adquisición de Repsol se realizó a un precio de 21,066 euros por acción, lo que suponía un descuento del 5% sobre la cotización de cierre del día anterior, 19 de Diciembre (22,175 euros). La inversión total realizada por Repsol ascendió a 2.572 millones de euros. Asimismo, a esa misma fecha, D. Luis Fernando del Rivero Asensio presentó su dimisión como Consejero de Repsol.

Entre el 10 y 11 de enero de 2012, Repsol YPF cerró la colocación entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones de la sociedad representativas del 5% del capital social, en una operación realizada a través de la modalidad "Accelerated Bookbuilding". El precio de colocación fue de 22,35 euros por acción, lo que supuso un importe de 1.364 millones de euros. Esta operación generó un incremento bruto del patrimonio de Repsol YPF de 78,4 millones de euros, que no produce efectos en la cuenta de resultados. Estas acciones formaban parte de las acciones propias adquiridas el pasado 20 de diciembre de 2011.

Conforme al acuerdo suscrito con las entidades colocadoras, las restantes acciones propias mantenidas por la Compañía tendrán restringida su venta y disposición ("lock up") durante un período de 90 días, con ciertas excepciones tales como su venta a inversores sujeta a las mismas restricciones de transmisibilidad, entregas de acciones a los empleados según los programas ya aprobados o propuestas de dividendo flexible ("scrip dividends").

El 12 de Enero de 2012, Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol YPF, S.A., cerró una emisión de bonos a 7 años y 1 mes, de 750 millones de euros, con un cupón del 4,875% y un precio de emisión del 99,937%, equivalente a mid swap + 292 p.b. Estos bonos cotizan actualmente en la Bolsa de Luxemburgo.

El 16 de Enero de 2012, en ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 15 de abril de 2011, bajo el punto 15º del Orden del Día, Repsol YPF, S.A. puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones 2012 dirigido a los empleados del Grupo Repsol YPF en España

con contrato laboral indefinido que cumplan con los requisitos establecidos en sus condiciones generales y que voluntariamente decidan acogerse a dicho Plan. Este Plan permite a sus beneficiarios recibir parte de su retribución correspondiente al ejercicio 2012 en acciones de Repsol YPF, S.A. con un límite máximo anual de 12.000 euros. El Plan se inició el día 1 de enero de 2012 y finalizará el 31 de diciembre de 2012. La entrega de acciones a los beneficiarios se realizará con carácter mensual.

El 25 de enero de 2012, en cumplimiento del acuerdo adoptado por el Consejo de Administración el 28 de septiembre de 2011, el Consejo de Administración acordó, por unanimidad, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y en línea con las mejores prácticas y recomendaciones internacionales en materia de Gobierno Corporativo, modificar el Reglamento del Consejo y proponer a la Junta General de Accionistas la modificación de los Estatutos sociales.

Los aspectos principales de la reforma son:

- El reforzamiento de las garantías aplicables a operaciones vinculadas, especialmente relevantes, entre la Sociedad y sus accionistas significativos;
- La modificación de la regulación de la obligación de no competencia de los Consejeros, permitiéndose su dispensa bajo determinadas condiciones. También se prevén determinados supuestos que quedan fuera de la prohibición de competencia, entre los que se cuenta, singularmente, el de aquellas sociedades con las que Repsol YPF mantenga una alianza estratégica;
- La supresión en los Estatutos sociales de la limitación al número máximo de votos que puede emitir un mismo accionista.

A su vez, el 25 de enero de 2012, Repsol YPF, S.A. y Petróleos Mexicanos (“Pemex”) suscribieron un acuerdo de intenciones en virtud del cual se comprometen a negociar una alianza industrial estratégica que contribuya al mejor desarrollo de sus respectivos planes empresariales y permita establecer vías y mecanismos para la cooperación mutua. El desarrollo y conclusión del proceso de negociación del acuerdo de intenciones están supeditados al cumplimiento de los trámites y procedimientos establecidos en las normativas internas de ambas Compañías para la aprobación de una alianza estratégica y, específicamente, a la aprobación de la misma por los órganos sociales en cada caso competentes.

El 7 de Febrero de 2012, Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol YPF, S.A., cerró una nueva emisión de eurobonos por un importe de 250 millones de euros, con un cupón del 4,875%, a un precio de emisión de 103,166 por ciento, equivalente a mid swap + 241,5 puntos básicos. Esta emisión es fungible y formará una única serie con la emisión de eurobonos por un importe de 750 millones de euros, con un cupón del 4,875 por ciento y con vencimiento el 19 de febrero de 2019, realizada el 19 de enero de 2012 y que cotiza actualmente en la Bolsa de Luxemburgo. Con esta ampliación el nominal total de la emisión pasará a ser de 1.000 millones de euros.

El 28 de febrero de 2012, sobre la base del acuerdo de intenciones suscrito el 25 de enero de 2012 entre Repsol YPF, S.A. y Petróleos Mexicanos (“Pemex”), Repsol YPF S.A. comunicó que los respectivos Consejos de Administración aprobaron la suscripción de una alianza industrial estratégica que permita generar beneficios a corto y medio plazo y alcanzar sinergias positivas para ambas empresas. La duración inicial de la misma es de diez años y se configura sobre los principios de reciprocidad, beneficio mutuo, vocación de largo plazo y no exclusividad. El ámbito de la Alianza abarca las áreas de negocio de Upstream y GNL en América y de Downstream en América, España y Portugal así como la colaboración en programas de formación conjuntos. Repsol o Pemex valorarán, respectivamente, las oportunidades de negocio o formas de colaboración que se ofrezcan mutuamente en el desarrollo de la Alianza.

Madrid, 29 de febrero de 2012

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

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

Hoy 29 de febrero de 2012 a las 13:00 horas (CET), tendrá lugar una teleconferencia a analistas e inversores institucionales con el objetivo de informar de los resultados de Repsol YPF, S.A. correspondientes al cuarto trimestre de 2011. La teleconferencia podrá seguirse en directo por cualquier persona interesada a través de la página web de Repsol YPF en Internet (www.repsol.com). La grabación del acto completo de la misma estará a disposición de los inversores y de cualquier persona interesada en www.repsol.com durante un plazo no inferior a 1 mes.

TABLAS



RESULTADOS 4^o TRIMESTRE 2011

RESULTADOS DE REPSOL YPF EN BASE A SUS PRINCIPALES COMPONENTES

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO-DICIEMBRE	
	4T10	3T11	4T11	2010	2011
EBITDA	2.129	2.210	1.757	9.196	8.440
Resultado de explotación.....	3.561	1.380	703	7.621	4.805
Resultado financiero.....	(349)	(278)	(192)	(1.008)	(822)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos....	20	19	20	76	75
Resultado antes de impuestos	3.232	1.121	531	6.689	4.058
Impuesto sobre beneficios.....	(262)	(433)	(169)	(1.742)	(1.514)
Resultado consolidado del período	2.970	688	362	4.947	2.544
RESULTADO ATRIBUIDO A:					
Intereses minoritarios	63	131	70	254	351
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	2.907	557	292	4.693	2.193
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
* Euros/acción	2,38	0,46	0,24	3,84	1,80
* \$/ADR	3,18	0,62	0,31	5,14	2,33

(*) El capital social de Repsol YPF, S.A. está constituido por 1.220.863.463 acciones. El beneficio por acción se ha calculado teniendo en cuenta el número medio de acciones en circulación, considerando las acciones en propiedad de la compañía. El número medio de acciones en circulación ha sido de 1.220.863.463 durante el 2010 y de 1.216.050.800 durante el 2011.

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

1,336 dólares por euro en 4T10
 1,350 dólares por euro en 3T11
 1,294 dólares por euro en 4T11

RESULTADOS DE REPSOL YPF AJUSTADOS POR NO RECURRENTES

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	CUARTO TRIMESTRE 2010			ENERO-DICIEMBRE 2010		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	3.561	(2.329)	1.232	7.621	(2.408)	5.213
Upstream.....	3.071	(2.710)	361	4.113	(2.640)	1.473
GNL.....	46	(13)	33	105	22	127
Downstream.....	171	169	340	1.304	171	1.475
YPF.....	248	123	371	1.453	172	1.625
Gas Natural Fenosa.....	132	82	214	881	(32)	849
Corporación y ajustes.....	(107)	20	(87)	(235)	(101)	(336)
Resultado financiero.....	(349)	135	(214)	(1.008)	150	(858)
Resultado de entidades valoradas por método de la participación - neto de impuestos.....	20	-	20	76	-	76
Resultado antes de impuestos.....	3.232	(2.194)	1.038	6.689	(2.258)	4.431
Impuesto sobre beneficios.....	(262)	(84)	(346)	(1.742)	(65)	(1.807)
Resultado consolidado del periodo.....	2.970	(2.278)	692	4.947	(2.323)	2.624

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios.....	63	20	83	254	10	264
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE.....	2.907	(2.298)	609	4.693	(2.333)	2.360

	TERCER TRIMESTRE 2011			ENERO - SEPTIEMBRE 2011		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	1.380	(53)	1.327	4.102	(93)	4.009
Upstream.....	400	(78)	322	1.206	(101)	1.105
GNL.....	108	-	108	276	-	276
Downstream.....	341	3	344	1.097	9	1.106
YPF.....	407	23	430	1.008	70	1.078
Gas Natural Fenosa.....	200	(1)	199	712	(76)	636
Corporación y ajustes.....	(76)	-	(76)	(197)	5	(192)
Resultado financiero.....	(278)	(27)	(305)	(630)	(11)	(641)
Resultado de entidades valoradas por método de la participación - neto de impuestos.....	19	-	19	55	-	55
Resultado antes de impuestos.....	1.121	(80)	1.041	3.527	(104)	3.423
Impuesto sobre beneficios.....	(433)	30	(403)	(1.345)	56	(1.289)
Resultado consolidado del periodo.....	688	(50)	638	2.182	(48)	2.134

RESULTADO ATRIBUIDO A:

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

	CUARTO TRIMESTRE 2011			ENERO - DICIEMBRE 2011		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	703	62	765	4.805	(31)	4.774
Upstream.....	207	(11)	196	1.413	(112)	1.301
GNL.....	110	2	112	386	2	388
Downstream.....	110	7	117	1.207	16	1.223
YPF.....	223	51	274	1.231	121	1.352
Gas Natural Fenosa.....	175	10	185	887	(66)	821
Corporación y ajustes.....	(122)	3	(119)	(319)	8	(311)
Resultado financiero.....	(192)	10	(182)	(822)	(1)	(823)
Resultado de entidades valoradas por método de la participación - neto de impuestos.....	20	8	28	75	8	83
Resultado antes de impuestos.....	531	80	611	4.058	(24)	4.034
Impuesto sobre beneficios.....	(169)	(12)	(181)	(1.514)	44	(1.470)
Resultado consolidado del periodo.....	362	68	430	2.544	20	2.564

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios.....	70	16	86	351	40	391
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE.....	292	52	344	2.193	(20)	2.173

ANÁLISIS DE LOS INGRESOS DE EXPLOTACIÓN DE REPSOL YPF
POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO-DICIEMBRE	
	4T10	3T11	4T11	2010	2011
Upstream	3.916	849	981	6.913	3.711
Norteamérica y Brasil	3.084	227	310	3.747	983
Norte de África	270	27	23	1.019	303
Resto del Mundo	583	612	681	2.209	2.510
Ajustes	(21)	(17)	(33)	(62)	(85)
GNL	441	587	695	1.332	2.658
Downstream	8.938	10.468	10.164	36.363	41.185
Europa	8.336	10.150	9.846	33.624	39.889
Resto del Mundo	1.070	1.090	1.062	4.735	4.111
Ajustes	(468)	(772)	(744)	(1.996)	(2.815)
YPF	2.884	2.914	3.007	11.102	11.105
Gas Natural Fenosa	1.667	1.566	1.774	6.161	6.564
Corporación y ajustes	(411)	(345)	(413)	(1.441)	(1.491)
TOTAL	17.435	16.039	16.208	60.430	63.732

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

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO-DICIEMBRE	
	4T10	3T11	4T11	2010	2011
Upstream	3.071	400	207	4.113	1.413
Norteamérica y Brasil	2.877	104	114	2.911	419
Norte de Africa	85	(6)	(23)	642	99
Resto del Mundo	109	302	116	560	895
GNL	46	108	110	105	386
Downstream	171	341	110	1.304	1.207
Europa	196	274	104	1.182	1.012
Resto del Mundo	(25)	67	6	122	195
YPF	248	407	223	1.453	1.231
Gas Natural Fenosa	132	200	175	881	887
Corporación y ajustes	(107)	(76)	(122)	(235)	(319)
TOTAL	3.561	1.380	703	7.621	4.805

ANÁLISIS DEL EBITDA DE REPSOL YPF
POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO-DICIEMBRE	
	4T10	3T11	4T11	2010	2011
Upstream	584	478	443	2.478	2.072
Norteamérica y Brasil	133	173	227	596	712
Norte de Africa	212	1	(12)	824	172
Resto del Mundo	239	304	228	1.058	1.188
GNL	76	151	154	277	556
Downstream	468	505	165	2.019	1.728
Europa	408	424	144	1.763	1.481
Resto del Mundo	60	81	21	256	247
YPF	684	789	758	3.202	2.916
Gas Natural Fenosa	421	346	349	1.507	1.426
Corporación y ajustes	(104)	(59)	(112)	(287)	(258)
TOTAL	2.129	2.210	1.757	9.196	8.440

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

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO-DICIEMBRE	
	4T10	3T11	4T11	2010	2011
Upstream	399	356	668	1.119	1.813
Norteamérica y Brasil	182	141	138	515	745
Norte de Africa	16	4	6	97	57
Resto del Mundo	201	211	524	507	1.011
GNL	28	4	7	82	18
Downstream	466	415	647	1.612	1.712
Europa	412	395	624	1.473	1.637
Resto del Mundo	54	20	23	139	75
YPF	561	475	969	1.537	2.182
Gas Natural Fenosa	189	256	170	463	582
Corporación y ajustes	53	43	93	86	165
TOTAL	1.696	1.549	2.554	4.899	6.472

(*) 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 COMPARATIVO DE REPSOL YPF

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	DICIEMBRE
	2010	2011
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	4.617	4.645
Otro inmovilizado intangible	2.836	3.138
Inmovilizado material	33.585	36.759
Inversiones inmobiliarias	26	24
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	585	699
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.639	2.322
Otros	150	128
Activos por impuestos diferidos	1.993	2.569
Otros activos no corrientes	322	344
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	340	258
Existencias	5.837	7.278
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	8.398	9.222
Otros activos corrientes	171	220
Otros activos financieros corrientes	684	674
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	6.448	2.677
TOTAL ACTIVO	67.631	70.957
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	24.140	23.538
Atribuido a los intereses minoritarios	1.846	3.505
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	110	118
Provisiones no corrientes	3.772	3.826
Pasivos financieros no corrientes	14.940	15.345
Pasivos por impuesto diferido	3.387	3.839
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	2.852	2.864
Otros	811	818
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	153	32
Provisiones corrientes	404	452
Pasivos financieros corrientes	4.362	4.985
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	223	223
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	10.631	11.412
TOTAL PASIVO	67.631	70.957

(*) En estas líneas se incluyen los activos y pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO
(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	ENERO-DICIEMBRE	
	2010	2011
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION		
Resultado antes de impuestos	6.689	4.058
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	3.947	3.519
Otros ajustes del resultado (netos)	(1.440)	863
EBITDA	9.196	8.440
Cambios en el capital corriente	(1.693)	(2.239)
Cobros de dividendos	72	64
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(1.627)	(1.784)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(306)	(361)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(1.861)	(2.081)
	5.642	4.120
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(41)	(275)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(4.858)	(5.516)
Otros activos financieros	(207)	(282)
Otros activos		(182)
Total Inversiones	(5.106)	(6.255)
Cobros por desinversiones (*)	4.571	949
Otros flujos de efectivo	(27)	2
	(562)	(5.304)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	-	(2.557)
Enajenación de participaciones en sociedades sin pérdida de control (*)	489	1.888
Cobros por emisión de pasivos financieros	11.200	11.337
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(10.712)	(10.480)
Pagos por dividendos	(806)	(1.686)
Pagos de intereses	(962)	(948)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(179)	(57)
	(970)	(2.503)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.308	6.448
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	4.110	(3.687)
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	30	(84)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	6.448	2.677

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

RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO CONSOLIDADO GRUPO

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA – GRUPO CONSOLIDADO (M€)	3T11	4T11	%Variación	Ene-Dic 11
			4T11/3T11	
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	6.900	7.859	13,9	7.224
EBITDA	-2.210	-1.757	-20,5	-8.440
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	676	250	-63,0	2.239
INVERSIONES (1)	1.610	2.094	30,1	6.207
DESINVERSIONES (1)	-286	-138	-51,7	-1.004
ENAJENACIÓN PARTICIPACIONES EN SOC. SIN PÉRDIDA DE CONTROL (2)	-57	0	-100,0	-2.327
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	645	223	-65,4	1.686
OPERACIONES ACCIONES PROPIAS (3)	63	2.494	-	2.557
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	-119	-102	-14,3	13
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	366	457	24,9	1.784
CANCELACIÓN PREFERENTE AMERICANA	0	0	0,0	535
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	271	283	4,4	1.189
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	7.859	11.663	48,4	11.663
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	11.041	14.842	34,4	14.842

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	40.304	41.885	3,9	41.885
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	19,5	27,8	42,8	27,8
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	27,4	35,4	29,4	35,4
ROACE antes de no recurrentes (%)	8,1	6,1	-24,7	8,0

(1) En el ejercicio 2011, existen inversiones de carácter financiero por importe de 48 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 39 M€, no reflejadas en esta tabla. Adicionalmente, cabe destacar que la desinversión de GNF en su ciclo combinado de Arrubal, realizada en el tercer trimestre, incluyó una operación de financiación al comprador.

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

(3) La cifra correspondiente al cuarto trimestre (2.494 M€) incluye la adquisición en diciembre de acciones propias representativas del 10% del capital social (2.572 M€), compensado parcialmente por la venta realizada en dicho trimestre de las acciones propias existentes al cierre del tercer trimestre (78 M€).

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2010	3T 2011	4T 2011	% Variación 4T11/ 4T10	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO CONSOLIDADO	Ene-Dic 2010	Ene-Dic 2011	% Variación 11/10
-161	-137	-138	-14,3	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-651	-533	-18,1
-119	-118	34	-	RESULTADO DE POSICIONES	-82	-50	-39,0
-65	-17	-43	-33,8	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-191	-147	-23,0
37	44	34	-8,1	INTERCALARIOS	143	155	8,4
-41	-50	-79	92,7	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-227	-247	8,8
-349	-278	-192	-45,0	TOTAL (M€)	-1.008	-822	-18,5

TABLAS



PRINCIPALES MAGNITUDES
FÍSICAS DEL 4T 2011

MAGNITUDES DE UPSTREAM

	Unidad	2010					2011					% Variación 11 / 10
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum	
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	350	340	346	341	344	324	296	283	292	299	-13,2%
Producción de Líquidos	K Bep/día	151	149	143	140	146	130	100	99	112	110	-24,3%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	41	40	36	35	38	30	30	30	35	31	-17,9%
Norte de África	K Bep/día	46	44	41	42	43	30	3	2	13	12	-72,4%
Resto del Mundo	K Bep/día	64	65	66	62	64	70	68	66	64	67	4,2%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	199	191	203	201	199	195	196	184	180	189	-5,1%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	-23,8%
Norte de África	K Bep/día	6	6	6	6	6	6	6	5	6	6	-2,1%
Resto del Mundo	K Bep/día	191	182	195	193	190	187	188	177	172	181	-4,9%

MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2010					2011					% Variación 11 / 10
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum.	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum.	
CRUDO PROCESADO	M tep	7,7	8,6	9,5	8,7	34,4	7,3	7,7	8,3	8,2	31,5	-8,4%
Europa	M tep	6,2	7,1	8,0	7,4	28,7	6,4	6,8	7,3	7,4	27,9	-2,6%
Resto del Mundo	M tep	1,6	1,5	1,4	1,2	5,7	0,9	0,9	1,0	0,9	3,6	-37,5%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	8.878	9.645	10.217	9.873	38.613	9.251	9.458	9.834	9.262	37.805	-2,1%
Ventas Europa	Kt	7.244	8.077	8.600	8.508	32.429	8.215	8.465	8.640	8.228	33.548	3,5%
Marketing Propio	Kt	4.963	5.222	5.466	5.312	20.963	5.009	5.274	5.291	4.984	20.558	-1,9%
Productos claros	Kt	4.311	4.381	4.585	4.573	17.850	4.273	4.409	4.535	4.363	17.580	-1,5%
Otros productos	Kt	652	841	881	739	3.113	736	865	756	621	2.978	-4,3%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.328	1.401	1.419	1.443	5.591	1.607	1.534	1.602	1.657	6.400	14,5%
Productos claros	Kt	908	1.006	992	983	3.889	1.202	1.110	1.164	1.338	4.814	23,8%
Otros productos	Kt	420	395	427	460	1.702	405	424	438	319	1.586	-6,8%
Exportaciones	Kt	953	1.454	1.715	1.753	5.875	1.599	1.657	1.747	1.587	6.590	12,2%
Productos claros	Kt	278	370	444	596	1.688	474	425	430	425	1.754	3,9%
Otros productos	Kt	675	1.084	1.271	1.157	4.187	1.125	1.232	1.317	1.162	4.836	15,5%
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.634	1.568	1.617	1.365	6.184	1.036	993	1.194	1.034	4.257	-31,2%
Marketing Propio	Kt	440	476	441	465	1.822	406	467	480	509	1.862	2,2%
Productos claros	Kt	375	367	368	359	1.469	345	377	427	430	1.579	7,5%
Otros productos	Kt	65	109	73	106	353	61	90	53	79	283	-19,8%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	862	903	876	742	3.383	398	413	360	377	1.548	-54,2%
Productos claros	Kt	639	660	660	558	2.517	304	321	309	297	1.231	-51,1%
Otros productos	Kt	223	243	216	184	866	94	92	51	80	317	-63,4%
Exportaciones	Kt	332	189	300	158	979	232	113	354	148	847	-13,5%
Productos claros	Kt	113	76	103	65	357	31	68	102	63	264	-26,1%
Otros productos	Kt	219	113	197	93	622	201	45	252	85	583	-6,3%
QUÍMICA												
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	641	607	669	701	2.618	710	666	671	613	2.659	1,6%
Europa	Kt	540	545	584	594	2.263	624	590	582	516	2.312	2,1%
Básica	Kt	178	207	208	193	786	236	214	199	162	811	3,2%
Derivada	Kt	363	337	376	401	1.477	388	376	384	354	1.501	1,6%
Resto del Mundo	Kt	101	62	85	107	355	86	77	88	97	348	-1,9%
Básica	Kt	25	22	15	26	88	16	19	20	23	78	-11,2%
Derivada	Kt	76	40	70	80	266	69	57	69	74	269	1,1%
GLP												
GLP comercializado	Kt	877	712	666	853	3.108	849	690	723	772	3.033	-2,4%
Europa	Kt	581	349	259	491	1.680	507	292	285	402	1.486	-11,5%
Resto del Mundo	Kt	296	363	407	362	1.428	342	398	438	370	1.547	8,4%

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

Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.

MAGNITUDES DE YPF

	Unidad	2010					2011					% Variación 11 / 10
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum	
UPSTREAM												
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	550	556	551	511	541	524	446	499	511	495	-8,5%
Producción de Líquidos	K Bep/día	308	298	292	279	294	297	229	273	298	274	-6,7%
Argentina	K Bep/día	306	297	291	277	292	295	228	272	296	273	-6,7%
Resto del Mundo	K Bep/día	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	-11,6%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	242	258	259	233	247	227	217	225	214	221	-10,5%
Argentina	K Bep/día	242	258	259	232	247	227	217	225	213	220	-10,6%
Resto del Mundo	K Bep/día	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	6,1%
DOWNSTREAM												
CRUDO PROCESADO	M tep	4,0	3,7	3,9	3,7	15,4	3,7	3,5	4,0	3,5	14,7	-4,6%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS (*)	Kt	3.483	3.387	3.634	3.641	14.146	3.504	3.403	3.756	3.481	14.144	0,0%
Marketing Propio	Kt	2.687	2.754	3.068	3.107	11.615	2.936	2.869	3.134	2.986	11.925	2,7%
Productos claros	Kt	2.285	2.267	2.323	2.541	9.416	2.482	2.438	2.498	2.585	10.003	6,2%
Otros productos	Kt	402	487	745	565	2.200	454	431	636	402	1.922	-12,6%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	325	261	271	273	1.129	277	272	384	290	1.222	8,3%
Productos claros	Kt	175	123	114	131	544	122	138	214	120	594	9,2%
Otros productos	Kt	149	137	158	142	586	155	134	170	170	629	7,3%
Exportaciones	Kt	472	373	294	262	1.401	291	263	238	205	996	-28,9%
Productos claros	Kt	104	106	100	105	415	115	102	101	123	442	6,4%
Otros productos	Kt	368	266	194	157	986	176	161	137	81	554	-43,8%
QUÍMICA												
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	309	325	437	492	1.563	325	420	474	421	1.639	4,9%
Básica	Kt	50	42	47	55	195	53	53	54	55	216	10,7%
Derivada	Kt	258	283	390	437	1.368	272	367	420	365	1.423	4,0%
GLP												
GLP comercializado (**)	Kt	124	103	82	112	422	109	117	115	116	456	8,3%

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

Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.

(*) Incluye YPF S.A. + 50% Refinor + Lubricantes Chile

(**) Incluye 50% Refinor

Este documento no constituye una oferta o invitación para adquirir o suscribir acciones, de acuerdo con lo establecido en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y en su normativa de desarrollo. Asimismo, este documento no constituye una oferta de compra, de venta o de canje ni una solicitud de una oferta de compra, de venta o de canje de títulos valores en ninguna otra jurisdicción.

Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Repsol YPF. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir declaraciones sobre planes, objetivos y expectativas actuales, incluyendo declaraciones en relación con tendencias que afecten a la situación financiera de Repsol YPF, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, gastos de capital, ahorros de costes, inversiones y políticas de dividendos. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir también asunciones sobre futuras condiciones de tipo económico o de cualquier otro tipo, tales como los futuros precios del crudo u otros precios, márgenes de refino o marketing y tipos de cambio. Las estimaciones o proyecciones de futuro se identifican generalmente por el uso de términos como “espera”, “anticipa”, “pronostica”, “cree”, “estima”, “aprecia” y expresiones similares. Dichas declaraciones no constituyen garantías de un futuro cumplimiento, precios, márgenes, tipos de cambio o de cualquier otro suceso, y se encuentran sujetas a riesgos significativos, incertidumbres, cambios y otros factores que pueden estar fuera del control de Repsol YPF o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores identificados en los documentos registrados por Repsol YPF y sus filiales en la Comisión Nacional del Mercado de Valores en España, en la Comisión Nacional de Valores en Argentina, en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y en el resto de autoridades supervisoras de los mercados en los que se negocian los valores emitidos por Repsol YPF y/o sus filiales..

Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, Repsol YPF no asume ninguna obligación -aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de informar públicamente de la actualización o revisión de estas manifestaciones de futuro.

La información incluida en este documento no ha sido verificada ni revisada por los auditores externos de Repsol YPF.