

Avance de Resultados 1T 2011



Madrid, 12 de mayo de 2011

INDICE:

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2011	3
1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES	4
1.1.- UPSTREAM	4
1.2.- GNL	6
1.3.- DOWNSTREAM	7
1.4.- YPF	8
1.5.- GAS NATURAL FENOSA	10
1.6.- CORPORACIÓN Y OTROS	10
2.- RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO	11
3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS.....	13
3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS	13
3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS	13
3.3.- INTERESES MINORITARIOS	13
4.- HECHOS DESTACADOS	14
 <u>TABLAS:</u>	
RESULTADOS 1T 2011	16
PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 1T 2011	26

Cifras no auditadas (NIIF)

RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE 2011	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
RESULTADO CONTABLE A CCS (M€)				
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN CCS	1.336	3.385	1.383	3,5
RESULTADO NETO CCS	555	2.797	628	13,2
INDICADORES PROFORMA A CCS (M€)				
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE CCS	1.260	1.056	1.397	10,9
RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	508	499	654	28,7
RESULTADO CONTABLE (M€)				
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.538	3.561	1.611	4,7
RESULTADO NETO	688	2.907	765	11,2
INDICADORES PROFORMA (M€)				
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	1.462	1.232	1.625	11,1
RESULTADO NETO RECURRENTE	641	609	791	23,4
BENEFICIO POR ACCIÓN				
Euros por acción	0,56	2,38	0,63	12,5
Dólares por acción	0,76	3,18	0,89	17,1

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2011

- **El resultado neto recurrente a CCS** del trimestre ha sido de 654 M€, aumentando un 28,7% frente al mismo trimestre del año anterior y un 31,1% respecto al del último trimestre.
- **El resultado de explotación recurrente a CCS** del primer trimestre frente al mismo período del año anterior ha aumentado un 10,9% conducido principalmente por la mejora del precio del crudo y del gas, los mejores resultados en la división de GNL y la recuperación del negocio químico, a pesar de la disminución de la producción.
- La producción en este trimestre alcanzó los 324 Kbp/d, un 7,4% inferior a la del mismo período de 2010. La disminución, mayoritariamente de líquidos, se explica por la suspensión de las operaciones en Libia desde el 5 de marzo y por la menor producción de Shenzi en Estados Unidos debido a los efectos de la moratoria. La menor producción de gas en Trinidad y Tobago fue ocasionada por una mayor actividad de mantenimiento. En lo que resta de año, el nivel de producción, excluido el impacto de Libia y de los PSC, será similar o ligeramente superior al de este trimestre.
- La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa**, al final del primer trimestre 2011 se situó en 2.180 M€, superior en 483 M€ a la del cierre del ejercicio 2010. Considerando las acciones preferentes, la cifra de deuda no varía prácticamente respecto al cierre 2010. El EBITDA (ex GN) generado, un 24% superior al del trimestre anterior, ha permitido cubrir los desembolsos de actividades recurrentes de la compañía (inversiones, impuestos, intereses y dividendo a cuenta de REPSOL YPF). Adicionalmente, como operación relevante, destaca la desinversión del 11,6% en el capital social de YPF, materializada principalmente en marzo, que ha permitido cubrir la cancelación anticipada de las acciones preferentes americanas y prácticamente el relevante aumento del capital circulante. El ratio de deuda neta sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, se ha situado en el 6,9%, siendo del 16,4% considerando las acciones preferentes.
- Como hecho posterior, cabe destacar que el Grupo Petersen decidió, el 3 de mayo de 2011, ejercer su derecho a adquirir un 10% adicional del capital de YPF, S.A., adelantándose casi un año a la fecha límite de la que disponía para la toma de esta decisión. El Grupo Petersen pagará 1.304 millones de USD, alcanzando una participación del 25,46% en la sociedad.
- En abril se celebró la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol YPF, S.A., en la que se aprobó un dividendo de 1,05 euros por acción con cargo a los resultados de 2010, un 23,53% más que en 2009.

1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	432	3.071	490	13,4
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	432	361	490	13,4
PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	151	140	130	-14,2
PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.119	1.131	1.093	-2,3
PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	350	341	324	-7,4
INVERSIONES (M€)	138	400	437	216,7
COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	78	154	53	-32,1
COTIZACIONES INTERNACIONALES	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
Brent (\$/Bbl)	76,4	86,5	105,4	38,0
WTI (\$/Bbl)	78,9	85,2	94,6	19,9
Henry Hub (\$/MBtu)	5,3	3,8	4,1	-22,6
PRECIOS DE REALIZACIÓN	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
CRUDO (\$/Bbl)	72,2	80,2	81,9	13,4
GAS (\$/Miles scf)	2,7	2,9	3,1	14,8

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

El **resultado de explotación recurrente** en el primer trimestre de 2011 ascendió a 490 M€ lo que representa un aumento del 13,4% frente al primer trimestre de 2010.

El aumento se explica principalmente por los mayores precios a pesar de un menor volumen de producción:

- Los precios de realización de crudo y gas, netos del efecto de regalías, han tenido un impacto positivo de 153M€
- El menor volumen de producción, en especial de líquidos, ha tenido un efecto negativo de 171 M€
- El menor coste exploratorio ha impactado positivamente en 25 M€. En 1T11 hubo un menor coste de los sondeos amortizados respecto al mismo trimestre del año anterior.
- La apreciación del dólar frente al euro ha supuesto un mayor resultado de 5 M€
- Las menores amortizaciones, por la disminución del volumen de producción fundamentalmente en Estados Unidos han supuesto un mayor resultado de 16 M€

La **producción** en este trimestre alcanzó los 324 Kbp/d, un 7,4% inferior a la del mismo período de 2010. La disminución, mayoritariamente de líquidos, se explica principalmente por la suspensión de las operaciones en Libia (totalmente desde el día 5 de marzo) y por la menor producción de Shenzi causada por el retraso en la actividad de perforación de desarrollo consecuencia de la moratoria impuesta en 2010 a la perforación en el Golfo de México estadounidense. La menor producción de gas en Trinidad y Tobago se ha debido a una mayor actividad de mantenimiento. Estos efectos negativos han sido parcialmente compensados por la puesta en marcha de Peru LNG en junio de 2010. A pesar de la cifra del trimestre, se mantienen los objetivos de crecimiento de la producción a medio y largo plazo.

Actualmente, está en curso la perforación de cinco pozos: dos en el bloque brasileño de Santos 44 (Itaborai y Tingua), uno en el bloque Campos 33, Gavea, uno en Bolivia (Sararenda) y uno en Estados Unidos: el pozo *onshore* Garden Island Bay 1.

Inversiones

Las **inversiones** del primer trimestre de 2011 en el área de Upstream han alcanzado 437 M€. Las inversiones en desarrollo representaron un 36% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (22%), Venezuela (19%), Bolivia (13%), Brasil (11%) y Perú (11%). Las inversiones en exploración representaron un 57% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. y Brasil.

1.2.- GNL

Cifras no auditadas (NIIF)

	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	34	46	115	238,2
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	34	33	115	238,2
PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	25,5	43,3	45,3	77,6
GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	53,7	93,2	132,6	146,9
INVERSIONES (M€)	16	28	2	- 87,5

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

El **resultado de explotación recurrente** en el primer trimestre del 2011 se situó en 115 M€ frente a los 34 M€ del mismo período del año anterior.

Los resultados del primer trimestre de 2011 se han incrementado fundamentalmente por los mayores volúmenes (al estar operativa la planta de Peru LNG desde junio de 2010) y márgenes de comercialización de GNL, así como por las mayores ventas y márgenes en el proyecto de Canaport.

Inversiones

Las inversiones del primer trimestre del año 2011 en el área de GNL han alcanzado 2 M€. Estas inversiones son muy inferiores a las del mismo periodo del año anterior debido fundamentalmente a que en 2010 se estaba concluyendo la construcción del tercer tanque de la planta de regasificación de Canaport.

1.3.- DOWNSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	188	-5	217	15,4
RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	186	164	216	16,1
	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	390	171	445	14,1
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	388	340	444	14,4
VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	8.878	9.873	9.251	4,2
VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	641	701	710	10,7
VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	877	853	849	- 3,2
INVERSIONES (M€)	253	466	288	13,8
INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
España	2,1	2,9	2,1	-

El **resultado de explotación recurrente a CCS** se situó en 216 M€, un 16,1% superior al del mismo trimestre de 2010. El resultado de explotación recurrente del primer trimestre de 2011, que incluye un efecto patrimonial por un importe positivo de 228 M€, asciende a 444 M€ frente a los 388 M€ del mismo período de 2010 en el que hubo un efecto patrimonial positivo de 202 M€.

El incremento de 30 M€ del resultado de explotación recurrente a CCS del primer trimestre de 2011 frente al mismo período de 2010 se explica fundamentalmente por la recuperación del negocio químico.

- El ligero incremento en el volumen destilado en el **Refino** de España y una mayor optimización de la producción, han impactado positivamente en 11 M€ en el resultado del negocio de Refino.
- El negocio de **Química**, con la recuperación de márgenes y volúmenes, alcanza de nuevo un resultado en terreno positivo, lo que ha implicado un mayor resultado de 38 M€ en comparación con el mismo trimestre del año anterior.
- El negocio de **Marketing** prosigue mostrando sólidos márgenes con resultados similares a los del año anterior.
- Finalmente, la variación en otros negocios como el **GLP** y el **Trading y Transporte** así como otros efectos menores, explican la diferencia restante.

Inversiones

Las **inversiones** en el área de Downstream en el primer trimestre de 2011 en su conjunto ascendieron a 288 M€ y se han destinado fundamentalmente a los proyectos de ampliación y conversión de Cartagena y la Unidad reductora de fuelóleo de Bilbao, ambos proyectos contemplados en el Plan Estratégico.

1.4.- YPF
Cifras no auditadas (NIIF)

	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	411	248	383	- 6,8
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	420	371	392	- 6,7
PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	308	279	297	- 3,7
PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.357	1.307	1.277	- 5,9
PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	550	511	524	- 4,7
VENTAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (Miles de toneladas)	3.483	3.641	3.504	0,6
VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS (Miles de toneladas)	309	492	325	5,2
VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	103	90	86	- 16,0
INVERSIONES (M€)	241	554	302	25,3

INDICADORES	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
PRECIOS DE REALIZACIÓN DE CRUDO AL MERCADO LOCAL (\$/Bbl)	46,6	53,6	54,1	16,1
PRECIOS DE REALIZACIÓN DE GAS (**) (\$/Miles scf)	3,1	2,5	2,8	- 9,7

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

(**) Incluye ventas al Downstream y antes de Retenciones

El **resultado de explotación recurrente** alcanzó 392 M€ en el primer trimestre de 2011, frente a 420 M€ en el primer trimestre de 2010, un 6,7% inferior.

En el primer trimestre de 2010 se registró el Incentivo Petróleo Plus, mientras que en el primer trimestre de 2011 no se ha alcanzado la producción de crudo para tener derecho al mismo. Aislado ese concepto, el resultado operativo recurrente aumentaría. Los principales factores que explicarían este incremento son los mayores precios domésticos en dólares y los mayores precios internacionales, que se compensan parcialmente con el efecto inflacionario de los costes.

- El incremento de precios de combustibles en dólares en el mercado doméstico ha tenido un impacto positivo en el resultado de 151 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 104M€.
- Las huelgas de diciembre afectaron la producción de crudo del trimestre. La menor producción de crudo y procesamiento en refinerías dieron lugar a un incremento de las compras de crudo y productos con objeto de satisfacer la creciente demanda. Adicionalmente, la entrada en vigor en marzo 2010 del uso de biocombustibles ha supuesto unas mayores compras de este producto. El efecto neto de todo ello es un menor resultado operativo de 95 M€.
- En gas, los mejores precios al sector industrial, así como un ligero aumento de volumen de ventas en el mercado local ha tenido un impacto positivo en el resultado operativo de 15 M€.
- El incremento anual del 23% en los costes operativos, por una mayor actividad y aumento de precios, ha supuesto un menor resultado de 122 M€.
- Otros efectos, principalmente no haber percibido el incentivo de Petróleo Plus, explican el resto de las variaciones.

La **producción** en este trimestre ha sido inferior en un 4,7% a la del mismo período del año anterior por declino de los campos. La caída de producción de gas de un 5,9% continua siendo superior a la de líquidos, de un 3,7%. Las huelgas de diciembre de 2010 afectaron planes perforatorios y por tanto, la producción de líquidos ha caído más que en trimestres anteriores.

Inversiones

Las inversiones del primer trimestre de 2011 en YPF han alcanzado 302 M€, de los cuales 252 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 85% de las inversiones en E&P se ha destinado a proyectos de desarrollo.

1.5.- GAS NATURAL FENOSA

Cifras no auditadas (NIIF)

	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	256	132	247	- 3,5
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	256	214	249	- 2,7
INVERSIONES (M€)	118	215	70	-40,7

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del primer trimestre de 2011 ascendió a 249 M€, frente a los 256 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un decremento del 2,7%.

El resultado en el primer trimestre de 2011 es levemente inferior al del primer trimestre de 2010, debido fundamentalmente al menor resultado de la actividad de comercialización de electricidad en España y al efecto en los resultados de las desinversiones realizadas durante 2010 (activos de distribución de gas en Madrid y de generación eléctrica en México), compensado parcialmente por la mejora de la distribución de electricidad en España y los mayores resultados de Unión Fenosa Gas.

Inversiones

Las **inversiones** de Gas Natural Fenosa durante el primer trimestre han alcanzado 70 M€ y se han destinado fundamentalmente a las actividades de Distribución de Gas y Electricidad, tanto en España como en Latinoamérica.

1.6.- CORPORACIÓN Y OTROS

Este epígrafe recoge los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios.

En el primer trimestre de 2011 se registró un resultado recurrente negativo de 65 M€, frente a los 68 M€ del primer trimestre de 2010.

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 primer trimestre del ejercicio 2011 (página 25 del presente avance de resultados).

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	4T10	1T11	% Variación 1T11/4T10
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	5.504	1.697	-69,2
EBITDA	-1.707	-2.111	23,7
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	-15	955	-
INVERSIONES (1)	1.505	1.035	-31,2
DESINVERSIONES (2)	-4.086	-1.343	-67,1
DESCONSOLIDACIÓN DEUDA REFAP	-373	-	-
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	80	644	705,0
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	161	253	57,1
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	427	322	-24,6
AMORTIZACIÓN PREFERENTE AMERICANA	-	535	-
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	201	193	-4,0
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	1.697	2.180	28,5
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	5.265	5.192	-1,4
Ratio de endeudamiento			
CAPITAL EMPLEADO (M€)	30.777	31.695	3,0
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	5,5	6,9	25,5
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	17,1	16,4	-4,1
ROACE antes de no recurrentes (%)	9,9	12,3	24,2

(1) En el primer trimestre de 2011 existen inversiones de carácter financiero por importe de 2 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) Igualmente, en el primer trimestre de 2011, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 10 M€.

La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa**, al final del primer trimestre 2011 se situó en 2.180 M€, superior en 483 a la del cierre de 2010. Si consideramos las acciones preferentes, la cifra de deuda se mantiene prácticamente en línea respecto al cierre del ejercicio anterior. Destacar los siguientes hechos en el periodo:

- Generación de caja operativa: El EBITDA, un 24% superior al del trimestre anterior, ha permitido absorber los desembolsos de actividades recurrentes (inversiones, impuestos, intereses y dividendo a cuenta de REPSOL YPF, abonado en enero 2011).
- Por otro lado, como operación relevante, destacar en el periodo la desinversión realizada del 11,6% en YPF (1.321 M€), que ha permitido cubrir la amortización anticipada de las acciones preferentes americanas (725 M USD) y prácticamente el relevante aumento del capital circulante influido por el incremento de los precios del crudo en el trimestre.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, asciende al 6,9% al final del primer trimestre. Este ratio se sitúa en el 16,4% si incluimos las acciones preferentes, reduciéndose desde el 17,1% al cierre de 2010.

El **gasto financiero neto acumulado** a cierre de marzo 2011 del Grupo ex Gas Natural Fenosa se situó en 151 M€, frente a los 171 M€ del mismo periodo del ejercicio anterior, destacando los siguientes aspectos:

- **Intereses netos:** Menor gasto de 18 M€, destacando unos mayores saldos medios de las inversiones a tipo variable en relación con el mismo periodo de 2010, así como la cancelación anticipada de la preferente americana el 8 de febrero 2011 (instrumento al 7,45% de interés, por encima de nuestro coste medio de deuda).
- **Resultado de posiciones:** menor gasto de 11 M€, destacando en el primer trimestre de 2010 el resultado negativo asociado a la exposición al bolívar fuerte (y su devaluación en enero 2010) y al real brasileño.
- **Intereses intercalarios:** mayor ingreso de 6 M€, principalmente por activación de intereses asociados a la financiación de los proyectos de ampliación de las refinerías de Cartagena y Bilbao.
- **Actualización de provisiones:** Mayor gasto de 14 M€ principalmente por actualización de provisiones fiscales en Trinidad y Tobago.

Cifras no auditadas (NIIF)

RESULTADO FINANCIERO – GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
INTERESES NETOS (incluye preferentes) (M€)	-92	-95	-74	-19,6
RESULTADO DE POSICIONES (M€)	-27	-113	-16	-40,7
ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES (M€)	-31	-51	-45	45,2
INTERCALARIOS (M€)	29	35	35	20,7
OTROS GASTOS FINANCIEROS (M€)	-50	-45	-51	2,0
TOTAL (M€)	-171	-269	-151	-11,7

3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS

3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo efectivo del Impuesto sobre Sociedades para el primer trimestre de 2011 ha sido del 40,0%, con un gasto por impuesto devengado de 554 M€.

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas (NIIF)

DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
UPSTREAM	2,5	0,8	5,5	116,5
GNL	12,0	14,6	7,1	-40,7
DOWNSTREAM	12,4	4,0	6,5	-47,6
YPF	0,1	1,0	2,1	-
Gas Natural Fenosa	1,1	0,0	0,6	-42,9
TOTAL	28,1	20,4	21,8	-22,3

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el primer trimestre de 2011 a 22 M€, frente a los 28 M€ del mismo periodo del año anterior.

En el área de GNL, los menores resultados se deben a menores resultados en Peru LNG. En el área de Downstream, los menores resultados se deben fundamentalmente al menor aporte de CLH, dado que en el primer trimestre de 2010 el porcentaje de Repsol en esta sociedad era mayor.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el primer trimestre de 2011 ascendió a 90 M€ frente a 59 M€ del primer trimestre de 2010. Este epígrafe recoge principalmente la participación de los accionistas minoritarios en el resultado de YPF.

4.- HECHOS DESTACADOS

Desde la publicación de los resultados del cuarto trimestre de 2010, las noticias más significativas anunciadas por la Compañía han sido las siguientes:

En la **Corporación**, el 4 de enero se anunció el acuerdo del Consejo de Administración de RIC de llevar a cabo la amortización del 100% de las Participaciones Preferentes de la Serie A en los términos previstos en sus documentos de constitución (Memorandum and Articles of Association), el Folleto (Prospectus) emitido por la Compañía el 10 de octubre de 1997 y el Suplemento al Folleto (Prospectus Supplement) de octubre de 1997.

El 9 de febrero Repsol anunció que había acordado iniciar los trámites para la exclusión de la cotización de sus American Depositary Shares (ADS) en la Bolsa de Nueva York (New York Stock Exchange - NYSE) y el consecuente desregistro. Por otra parte, la Compañía mantiene su Programa de ADS, los cuáles siguen cotizando en mercados OTC (Over the Counter).

El 14 de marzo Repsol anunció una oferta pública de venta (OPV) de 24,27 millones de acciones de YPF, en la forma de American Depositary Shares (ADS), representativas del 6,17 por ciento del capital social. Adicionalmente, Repsol otorgó a los colocadores de la operación una opción por otros 3,64 millones de acciones de YPF, representativas de un 0,93% del capital social.

En esta misma fecha Repsol acordó con Lazard Asset Management y con otros fondos la venta de un 3,83% del capital social de YPF, por un valor de 639 millones de dólares. Ambas transacciones se firmaron a un precio de 42,4 dólares por acción. (A este precio por acción, el capital de YPF tendría un valor de 16.676,5 millones de dólares). En concreto, Lazard Asset Management adquirió un 2,9% del capital de YPF, por 484 millones de dólares, mientras otros inversores compraron un 0,93% de participación por 155 millones de dólares.

El 23 de marzo se anunció el precio de la OPV comunicada el pasado 14 de marzo de 2011, en la que se colocaron 26,21 millones de acciones de YPF, en la forma de American Depositary Shares (ADS). El precio se fijó en 41,0 dólares por ADS. El tamaño de la oferta se incrementó respecto de la previamente anunciada de 24,27 millones de acciones de YPF. Repsol concedió a los bancos colocadores una opción por plazo de 30 días para comprar hasta 3,93 millones de ADS adicionales al mismo precio.

El 25 de marzo los bancos colocadores de la oferta pública de acciones de YPF, en la forma de American Depositary Shares, o ADS, ejercieron en su totalidad la opción de compra concedida por Repsol YPF de otros 3,93 millones de ADSs de YPF. En consecuencia, el tamaño total de la oferta de acciones, íntegramente colocada, ascendió a 30,15 millones de ADSs, a un precio de 41,0 dólares por ADS. Tras la operación, la participación de Repsol YPF en el capital de YPF se situó en el 68,23%. Los bancos participantes en la colocación de la oferta fueron Credit Suisse, Deutsche Bank Securities, Goldman Sachs & Co., Itaú BBA, Morgan Stanley, Raymond James y Santander Investment.

El 15 de abril de 2011 se celebró la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol YPF, S.A., en la que se aprobaron todas las propuestas formuladas por el Consejo de Administración. Entre ellas, la Junta aprobó un dividendo de 1,05 euros por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2010, un 23,53% más que en 2009.

El 3 de mayo el Grupo Petersen comunicó a Repsol su decisión de ejercer la opción de compra del 10% del capital social de YPF, adelantándose a la fecha límite de febrero de 2012. Tras la operación, el Grupo Petersen ostentará un 25,46% de acciones de la petrolera argentina y la participación de Repsol se situará en el 58,23%.

Además el directorio de YPF aprobó la realización por parte de la Sociedad, a través de los funcionarios que fueran autorizados en la misma reunión, de todos los trámites necesarios para que se pueda proceder a la venta en los mercados de capitales a ser efectuada localmente en la República Argentina por parte de Repsol YPF S.A., Repsol YPF Capital, S.L. y Caveant S.A. (en su conjunto "Grupo Repsol YPF"), de hasta 11.799.384 acciones ordinarias clase "D" representativas del tres por ciento (3%) del capital social y votos de YPF S.A., actualmente existentes.

En **Upstream**, Repsol anunció en enero de 2011 la firma de un acuerdo con la compañía colombiana Ecopetrol (ECP) y la brasileña Petrobras para la obtención de un 30% de participación en el bloque exploratorio offshore Tayrona, ubicado en las aguas del Caribe colombiano, cercano a la Península de La Guajira. Los otros socios son Ecopetrol que tiene otro 30% y Petrobras, que continuará siendo la compañía operadora, con el 40% restante.

El 7 de marzo Repsol YPF S.A. anunció que, a través de su filial Repsol E&P USA Inc., se cerraba un acuerdo con las compañías "70 & 148, LLC" y GMT Exploration, LLC para la exploración conjunta de los bloques que estas dos últimas compañías tienen en el prolífico "North Slope" de Alaska. La participación de Repsol en estos bloques será del 70%. Se trata de un conjunto de bloques ubicados en las cercanías de grandes campos en producción, que ocupan cerca de 2.000 km² en los cuales Repsol se compromete a realizar en un principio las inversiones necesarias para explorar y comprobar la viabilidad económica de los recursos que estos bloques contengan. La exposición mínima estimada de esta inversión para Repsol, incluyendo las cantidades a abonar a sus socios y el coste de la exploración a realizar en varios ejercicios, asciende a 768 millones de dólares.

El 15 de marzo el BOEMRE autorizó continuar con la perforación del sondeo SB-201, pozo de desarrollo en el campo Shenzi (BHP 44% y operador, Repsol 28% y Hess 28%) localizado en el Golfo de México estadounidense.

En abril de 2011 se materializó el acuerdo con Ecopetrol (ECP) para la entrada de Repsol con un 50% de participación en los bloques Offshore RC-11 y RC-12 (ECP 50% operador) pendiente sólo de su ratificación oficial de las autoridades del país (ANH). La entrada de Repsol en los Bloques RC-11 & 12 completa la posición Offshore en Colombia iniciada con Los Cayos y Tayrona, aportando una gran diversidad de oportunidades de medio-alto potencial en aguas someras.

En **GNL**, el 12 de marzo se hizo pública la resolución de ENARSA sobre la licitación para el suministro de GNL a la terminal de Bahía Blanca entre mayo y octubre de 2011. Repsol ha resultado adjudicatario de 9 de las 25 cargas (135.000 m³/carga) licitadas, mientras que Gas Natural Fenosa (GNF) realizará otras 7.

Madrid, 12 de mayo de 2011

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 12 de mayo de 2011 a las 14:00 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 primer 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 1^{er} 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		
	1T10	4T10	1T11
EBITDA	2.397	2.129	2.518
Resultado de explotación.....	1.538	3.561	1.611
Resultado financiero.....	(249)	(349)	(225)
Resultado antes de impuestos y participadas	1.289	3.212	1.386
Impuesto sobre beneficios.....	(554)	(262)	(554)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	28	20	22
Resultado consolidado del periodo	763	2.970	854
RESULTADO ATRIBUIDO A:			
Intereses minoritarios	75	63	89
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	688	2.907	765
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)			
* Euros/acción	0,56	2,38	0,63
* \$/ADR	0,76	3,18	0,89

(*) El capital social de Repsol YPF, S.A. está constituido por 1.220.863.463 acciones.

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

1,348 dólares por euro en 1T10

1,336 dólares por euro en 4T10

1,421 dólares por euro en 1T11

RESULTADOS DE REPSOL YPF AJUSTADOS POR NO RECURRENTES
(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	PRIMER TRIMESTRE 2010		
	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	1.538	(76)	1.462
Upstream.....	432	-	432
GNL.....	34	-	34
Downstream.....	390	(2)	388
YPF.....	411	9	420
Gas Natural Fenosa.....	256	-	256
Corporación y ajustes.....	15	(83)	(68)
Resultado financiero.....	(249)	-	(249)
Resultado antes de impuestos y participadas	1.289	(76)	1.213
Impuesto sobre beneficios.....	(554)	13	(541)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	28	-	28
Resultado consolidado del período.....	763	(63)	700

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	75	(16)	59
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	688	(47)	641

	CUARTO TRIMESTRE 2010		
	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	3.561	(2.329)	1.232
Upstream.....	3.071	(2.710)	361
GNL.....	46	(13)	33
Downstream.....	171	169	340
YPF.....	248	123	371
Gas Natural Fenosa.....	132	82	214
Corporación y ajustes.....	(107)	20	(87)
Resultado financiero.....	(349)	135	(214)
Resultado antes de impuestos y participadas	3.212	(2.194)	1.018
Impuesto sobre beneficios.....	(262)	(84)	(346)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	20	-	20
Resultado consolidado del período.....	2.970	(2.278)	692

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	63	20	83
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	2.907	(2.298)	609

	PRIMER TRIMESTRE 2011		
	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	1.611	14	1.625
Upstream.....	490	-	490
GNL.....	115	-	115
Downstream.....	445	(1)	444
YPF.....	383	9	392
Gas Natural Fenosa.....	247	2	249
Corporación y ajustes.....	(69)	4	(65)
Resultado financiero.....	(225)	16	(209)
Resultado antes de impuestos y participadas	1.386	30	1.416
Impuesto sobre beneficios.....	(554)	(3)	(557)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	22	-	22
Resultado consolidado del período.....	854	27	881

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	89	1	90
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	765	26	791

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		
	1T10	4T10	1T11
Upstream	1.003	3.916	1.005
Norteamérica y Brasil	206	3.084	201
Norte de Africa	253	270	215
Resto del Mundo	560	583	605
Ajustes	(16)	(21)	(16)
GNL	336	441	703
Downstream	8.397	8.938	10.306
Europa	7.809	8.336	9.995
Resto del Mundo	1.130	1.070	926
Ajustes	(542)	(468)	(615)
YPF	2.502	2.884	2.610
Gas Natural Fenosa	1.551	1.667	1.640
Corporación y ajustes	(213)	(411)	(427)
TOTAL	13.576	17.435	15.837

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		
	1T10	4T10	1T11
Upstream	432	3.071	490
Norteamérica y Brasil	38	2.877	86
Norte de Africa	198	85	162
Resto del Mundo	196	109	242
 GNL	 34	 46	 115
 Downstream	 390	 171	 445
Europa	352	196	379
Resto del Mundo	38	(25)	66
 YPF	 411	 248	 383
 Gas Natural Fenosa	 256	 132	 247
 Corporación y ajustes	 15	 (107)	 (69)
 TOTAL	 1.538	 3.561	 1.611

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		
	1T10	4T10	1T11
Upstream	666	584	654
Norteamérica y Brasil	167	133	151
Norte de Africa	213	212	175
Resto del Mundo	286	239	328
GNL	66	76	157
Downstream	498	468	580
Europa	434	408	502
Resto del Mundo	64	60	78
YPF	810	684	769
Gas Natural Fenosa	399	421	406
Corporación y ajustes	(42)	(104)	(48)
TOTAL	2.397	2.129	2.518

ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES 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		
	1T10	4T10	1T11
Upstream	138	400	437
Norteamérica y Brasil	47	182	295
Norte de Africa	13	16	14
Resto del Mundo	78	202	128
GNL	16	28	2
Downstream	253	466	288
Europa	230	412	273
Resto del Mundo	23	54	15
YPF	241	554	302
Gas Natural Fenosa	118	215	70
Corporación y ajustes	10	59	8
TOTAL	776	1.722	1.107

BALANCE DE SITUACIÓN COMPARATIVO DE REPSOL YPF

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

	DICIEMBRE	MARZO
	2010	2011
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	4.617	4.479
Otro inmovilizado intangible	2.836	3.152
Inmovilizado material	33.585	32.564
Inversiones inmobiliarias	26	25
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	585	583
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.639	1.565
Otros	150	153
Activos por impuestos diferidos	1.993	1.915
Otros activos no corrientes.....	322	307
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	340	399
Existencias	5.837	6.254
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	8.569	8.751
Otros activos financieros corrientes	684	556
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	6.448	5.825
TOTAL ACTIVO	67.631	66.528
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	24.140	24.332
Atribuido a los intereses minoritarios	1.846	2.638
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	110	105
Provisiones no corrientes	3.772	3.678
Pasivos financieros no corrientes	14.940	13.946
Pasivos por impuesto diferido	3.387	3.275
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	2.852	2.697
Otros	811	968
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	153	152
Provisiones corrientes	404	390
Pasivos financieros corrientes	4.362	4.271
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	223	211
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	10.631	9.865
TOTAL PASIVO	67.631	66.528

(*) 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-MARZO	
	2010	2011
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION		
Resultado antes de impuestos y participadas	1.289	1.386
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	914	869
Otros ajustes del resultado (netos)	194	263
EBITDA	2.397	2.518
Cambios en el capital corriente	(812)	(1.061)
Cobros de dividendos	8	6
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(307)	(339)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(56)	(65)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(355)	(398)
	1.230	1.059
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	-	(9)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(726)	(1.093)
Otros activos financieros	(50)	(5)
Total Inversiones	(776)	(1.107)
Cobros por desinversiones	177	1.354
Otros flujos de efectivo		
	(599)	247
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	-	-
Cobros por emisión de pasivos financieros	1.762	2.214
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(1.452)	(2.980)
Pagos por dividendos	(79)	(651)
Pagos de intereses	(256)	(301)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(108)	(60)
	(133)	(1.778)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.308	6.448
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	498	(472)
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	62	(151)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.868	5.825

RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO CONSOLIDADO GRUPO

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DEUDA NETA - GRUPO CONSOLIDADO (M€)	4T 10	1T 11	% Variación
			1T11/4T10
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	11.237	7.224	-35,7
EBITDA	-2.129	-2.518	18,3
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	30	1.061	-
INVERSIONES (1)	1.719	1.105	-35,7
DESINVERSIONES (2)	-4.162	-1.344	-67,7
DIVIDENDOS PAGADOS (incluye los de sociedades afiliadas)	105	651	-
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	170	215	26,5
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	437	339	-22,4
DESCONSOLIDACIÓN DEUDA REFAP	-373	-	-
AMORTIZACIÓN PREFERENTE AMERICANA	-	535	-
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	190	166	-12,6
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	7.224	7.434	2,9
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	10.972	10.627	-3,1
CAPITAL EMPLEADO (M€)	36.958	37.597	1,7
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	19,5	19,8	1,5
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	29,7	28,3	-4,7
ROACE antes de no recurrentes (%)	9,0	11,0	22,2

(1) En el primer trimestre 2011, existen inversiones de carácter financiero por importe de 2 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) En el primer trimestre 2011, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 10 M€, no reflejadas en esta tabla.

Cifras no auditadas (NIIF)

RESULTADO FINANCIERO – GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	1T 2010	4T 2010	1T 2011	% Variación 1T11/1T10
INTERESES NETOS (incluye preferentes) (M€)	-165	-161	-141	-14,5
RESULTADO DE POSICIONES (M€)	-27	-119	-11	-59,3
ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES (M€)	-34	-65	-48	41,2
INTERCALARIOS (M€)	33	37	36	9,1
OTROS GASTOS FINANCIEROS (M€)	-56	-41	-61	8,9
TOTAL (M€)	-249	-349	-225	-9,6

TABLAS



PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 1T 2011

MAGNITUDES DE UPSTREAM

	Unidad	2010	2011	%
		1º Tr.	1º Tr.	Variación 11 / 10
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	350	324	-7,4%
Producción de Líquidos	K Bep/día	151	130	-14,2%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	41	30	-26,9%
Norte de África	K Bep/día	46	30	-35,3%
Resto del Mundo	K Bep/día	64	70	9,2%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	199	195	-2,3%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	2	1	-40,2%
Norte de África	K Bep/día	6	6	3,2%
Resto del Mundo	K Bep/día	191	187	-2,0%

MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

		2010	2011	%
	Unidad	1º Tr.	1º Tr.	Variación 11 / 10
CRUDO PROCESADO	M tep	7,7	7,3	-5,3%
Europa	M tep	6,2	6,4	4,6%
Resto del Mundo	M tep	1,6	0,9	-44,2%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	8.878	9.251	4,2%
Ventas Europa	Kt	7.244	8.215	13,4%
Marketing Propio	Kt	4.963	5.009	0,9%
Productos claros	Kt	4.311	4.273	-0,9%
Otros productos	Kt	652	736	12,9%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.328	1.607	21,0%
Productos claros	Kt	908	1.202	32,4%
Otros productos	Kt	420	405	-3,6%
Exportaciones	Kt	953	1.599	67,8%
Productos claros	Kt	278	474	70,5%
Otros productos	Kt	675	1.125	66,7%
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.634	1.036	-36,6%
Marketing Propio	Kt	440	406	-7,7%
Productos claros	Kt	375	345	-8,0%
Otros productos	Kt	65	61	-6,2%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	862	398	-53,8%
Productos claros	Kt	639	304	-52,4%
Otros productos	Kt	223	94	-57,8%
Exportaciones	Kt	332	232	-30,1%
Productos claros	Kt	113	31	-72,6%
Otros productos	Kt	219	201	-8,2%
QUÍMICA				
VENTAS PROD. PETROQUIMICOS	Kt	641	710	10,7%
Europa	Kt	540	624	15,5%
Básica	Kt	178	236	33,0%
Derivada	Kt	363	388	6,9%
Resto del Mundo	Kt	101	86	-15,0%
Básica	Kt	25	16	-35,3%
Derivada	Kt	76	69	-8,2%
GLP				
GLP comercializado	Kt	877	849	-3,2%
Europa	Kt	581	507	-12,7%
Resto del Mundo	Kt	296	342	15,4%

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

Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.

MAGNITUDES DE YPF

		2010	2011	%
	Unidad	1º Tr.	1º Tr.	Variación 11 / 10
UPSTREAM				
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	550	524	-4,7%
Producción de Líquidos	K Bep/día	308	297	-3,7%
Argentina	K Bep/día	306	295	-3,7%
Resto del Mundo	K Bep/día	2	2	-8,0%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	242	227	-5,9%
Argentina	K Bep/día	242	227	-6,1%
Resto del Mundo	K Bep/día	0	1	-
DOWNSTREAM				
CRUDO PROCESADO	M tep	4,0	3,7	-7,1%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS (*)	Kt	3.483	3.504	0,6%
Marketing Propio	Kt	2.687	2.936	9,3%
Productos claros	Kt	2.285	2.482	8,6%
Otros productos	Kt	402	454	13,0%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	325	277	-14,7%
Productos claros	Kt	175	122	-30,6%
Otros productos	Kt	149	155	4,1%
Exportaciones	Kt	472	291	-38,3%
Productos claros	Kt	104	115	10,8%
Otros productos	Kt	368	176	-52,2%
QUÍMICA				
VENTAS PROD. PETROQUIMICOS	Kt	309	325	5,2%
Básica	Kt	50	53	5,2%
Derivada	Kt	258	272	5,2%
GLP				
GLP comercializado	Kt	103	86	-16,0%

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

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.