

Avance de Resultados 4T 2010



Madrid, 24 de febrero de 2011

ÍNDICE:

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2010.....	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 2010	17
PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 4T 2010	27

El año 2010 cierra con una mejora del 71% en el resultado de explotación recurrente a CCS

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09	RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE 2010	Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
RESULTADO CONTABLE A CCS (M€)							
610	1.102	3.385	455,0	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	2.877	7.123	147,6
167	478	2.797	-	RESULTADO NETO CCS	1.331	4.365	227,9
INDICADORES PROFORMA A CCS (M€)							
750	1.137	1.056	40,8	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	2.761	4.715	70,8
241	502	499	107,1	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	1.296	2.032	56,8
RESULTADO CONTABLE (M€)							
681	1.056	3.561	422,9	RESULTADO DE EXPLOTACION	3.244	7.621	134,9
211	448	2.907	-	RESULTADO NETO	1.559	4.693	201,0
INDICADORES PROFORMA (M€)							
821	1.091	1.232	50,1	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	3.128	5.213	66,7
285	472	609	113,7	RESULTADO NETO RECURRENTE	1.524	2.360	54,9
BENEFICIO POR ACCIÓN							
0,17	0,37	2,38	-	Euros por acción	1,29	3,84	197,7
0,25	0,50	3,18	-	Dólares por acción	1,85	5,14	177,8

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2010

- El **resultado neto en 2010** ascendió a 4.693 M€. El **resultado neto recurrente a CCS** del trimestre aumentó un 107,1% frente al mismo trimestre del año anterior.
- El **resultado de explotación recurrente a CCS** del trimestre es un 40,8% superior al del mismo trimestre del año anterior. El incremento del resultado de explotación recurrente a CCS del trimestre se explica por la mejora de las condiciones del mercado (mejor precio del crudo y gas y apreciación del dólar) y el mejor desempeño de nuestras variables de negocio: el margen integrado de refino y marketing, los resultados positivos de nuestro negocio químico y la mejora general de las variables críticas en Argentina.
- La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa**, al final de 2010 se situó en 1.697 M€, lo cual supone una reducción de 3.807 M€ respecto al cierre del tercer trimestre. Esta significativa reducción se ha producido, principalmente, por la ampliación de capital de Repsol Brasil, la venta del 30% de REFAP y por la venta de un 4,2% de participación en YPF, operaciones descritas a continuación. El ratio de deuda neta sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, ha pasado del 17,4% en el cierre de septiembre de 2010 al 5,5% al final del ejercicio.
- El 14 de diciembre, se alcanzó un acuerdo para vender a Petrobras la participación del 30% que poseía en la Refinería Alberto Pasqualini (REFAP). En esta operación, Repsol recibió 350 millones de dólares y redujo en cerca de 500 millones de dólares su deuda.
- El 23 de diciembre, se acordó con dos grandes fondos institucionales la venta de un 1,63% a cada uno del capital de YPF, por un valor de 500 millones de dólares en total.
- El 28 de diciembre de 2010, Repsol y Sinopec culminaron con éxito el acuerdo alcanzado en octubre para desarrollar los proyectos de exploración y producción de sus activos en el offshore de Brasil y crear una de las mayores energéticas privadas de Latinoamérica. Sinopec, tras obtener todos los permisos preceptivos de las autoridades de la República Popular China, suscribió en su totalidad una ampliación de capital de Repsol Brasil por valor de 7.111 millones de dólares, lo que supone valorar la compañía en 17.777 millones de dólares.

1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09		Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
163	311	3.071	-	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	781	4.113	426,6
225	310	361	60,4	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	884	1.473	66,6
149	143	140	-6,0	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	134	146	8,5
1.124	1.140	1.131	0,6	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.120	1.116	-0,4
349	346	341	-2,3	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	334	344	3,2
180	359	400	122,2	INVERSIONES (M€)	1.122	1.126	0,4
176	149	154	-12,5	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	336	500	48,8
4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
74,5	76,9	86,5	16,1	Brent (\$/Bbl)	61,7	79,5	28,8
76,1	76,2	85,2	12,0	WTI (\$/Bbl)	62,1	79,6	28,2
4,2	4,4	3,8	-9,6	Henry Hub (\$/MBtu)	4,0	4,4	10,0
4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
69,4	70,6	80,2	15,6	CRUDO (\$/Bbl)	58,1	73,6	26,7
2,6	2,7	2,9	11,5	GAS (\$/Miles scf)	2,3	2,7	17,4

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

El **resultado de explotación recurrente** en el cuarto trimestre de 2010 ascendió a 361 M€ lo que representa un aumento del 60,4% frente al cuarto trimestre de 2009.

El aumento del resultado recurrente se explica principalmente por los mayores precios de crudo y gas, la menor amortización de sondeos y el efecto positivo de la apreciación del dólar, parcialmente compensado por un menor volumen de ventas de líquidos.

- Los precios de realización de crudo y del gas, netos del efecto de regalías, han tenido un impacto positivo de 122 M€. El incremento del 15,6% en el precio de realización de crudo está en línea con la variación experimentada por los crudos de referencia, consolidándose así la correlación entre las referencias internacionales de crudo y nuestro precio de realización debido al peso de las ventas de Estados Unidos y Libia.
- El menor volumen de ventas de líquidos ha impactado negativamente en 52 M€
- El menor coste exploratorio por la menor amortización de sondeos fallidos, ha impactado positivamente en 35 M€
- La apreciación del dólar frente al euro ha supuesto un mayor resultado de 20 M€
- Finalmente, otros efectos menores explican la diferencia restante.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 341 Kbep/d, un 2,3% inferior a la del mismo período de 2009. La disminución se explica principalmente por el declino y las diversas paradas por inspecciones del BOEMRE en el campo Shenzi, en Estados Unidos, así como por el cambio de coeficiente en la nueva etapa contractual en Argelia y el impacto de los precios en el PSC que rige en los contratos en este país. El descenso ha sido parcialmente compensado por la puesta en marcha de Peru LNG.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del año 2010 ha ascendido a 1.473 M€, lo que supone un aumento del 66,6% frente al año 2009. Esto se debe, principalmente, a los mayores precios de realización de crudo y gas y al mayor volumen de producción, parcialmente compensado con los mayores costes exploratorios derivados de la mayor actividad.

La producción en el año 2010 (344 Kbp/d) ha sido un 3,2% superior a la del año 2009 (334 Kbp/d) principalmente por la puesta en marcha de Shenzi y el aumento de cuota en Libia -mejorando así el mix de producción- así como por la puesta en marcha del proyecto Peru LNG.

El mix de producción en el año 2010 ha sido del 42,3% en líquidos y 57,7% en gas, mejorando así desde el 40,2% de líquidos y 59,8% de gas el año 2009.

En el año 2010 se ha alcanzado una tasa de reemplazo de reservas del 131% frente al 94% del año 2009.

Inversiones

Las **inversiones** del cuarto trimestre de 2010 en el área de Upstream han alcanzado 400 M€. Las inversiones en desarrollo representaron un 57% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (20%), Bolivia (15%), Perú (13%), EE.UU. (13%), España (10%), Trinidad y Tobago (9%) y Ecuador (8%). Las inversiones en exploración representaron un 38% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (62%) y Sierra Leona (9%).

En el acumulado del año 2010 las inversiones en Upstream ascendieron a 1.126 M€, cifra muy similar a la del ejercicio 2009 (1.122 M€). La inversión en desarrollo representó el 50% del total y se realizó principalmente en Trinidad y Tobago (16%), Bolivia (14%), Brasil (13%), Perú (12%), EE.UU. (10%), Ecuador (9%) y Libia (7%). Las inversiones en exploración representaron un 38% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (76%) y EE.UU. (8%).

1.2.- GNL

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09		Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
-100	48	46	-	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	-61	105	-
11	47	33	200,0	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	50	127	154,0
32,9	44,1	43,3	31,6	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	37,0	37,0	0,0
46,3	67,9	93,2	101,3	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	179,5	267,6	49,1
22	5	28	27,3	INVERSIONES (M€)	125	82	-34,4

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

El **resultado de explotación recurrente** en el cuarto trimestre del 2010 se situó en 33 M€ frente a los 11 M€ del mismo período del año anterior.

Los resultados del cuarto trimestre de 2010 han aumentado fundamentalmente por los mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL. Estos últimos se han incrementado como consecuencia de la puesta en marcha de Peru LNG.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del año 2010 ha ascendido a 127 M€, con un aumento del 154,0% frente al mismo período del año anterior. Este aumento se explica fundamentalmente por los mayores márgenes y volúmenes en la comercialización de GNL.

Inversiones

Las **inversiones** del cuarto trimestre y del año 2010 en el área de GNL han alcanzado respectivamente 28 M€ y 82 M€. Estas inversiones se han dedicado fundamentalmente a la construcción del tercer tanque de la terminal de Canaport LNG y al proyecto de Floating LNG en Brasil.

1.3.- DOWNSTREAM
Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09		Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
106	251	-5	-	RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	655	806	23,1
95	258	164	72,6	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	647	977	51,0
4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09		Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
177	205	171	-3,4	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.022	1.304	27,6
166	212	340	104,8	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE (M€)	1.014	1.475	45,5
9.679	10.217	9.873	2,0	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	39.429	38.613	-2,1
599	669	701	17,0	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	2.306	2.618	13,5
757	666	853	12,7	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	2.993	3.108	3,8
422	415	466	10,4	INVERSIONES (M€)	1.649	1.613	-2,2
4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
0,0	1,5	2,9	-	España	1,3	2,5	92,3

El resultado de explotación recurrente a CCS se situó en 164 M€, un 72,6% superior al del mismo trimestre de 2009. El resultado de explotación recurrente del cuarto trimestre de 2010, que incluye un efecto patrimonial por un importe positivo de 176 M€, asciende a 340 M€ frente a los 166 M€ del mismo período de 2009 en el que hubo un efecto patrimonial positivo de 71 M€.

El aumento de 69 M€ del resultado de explotación recurrente a CCS del cuarto trimestre de 2010 frente al mismo período de 2009 se explica, principalmente, por el mayor margen de refino motivado por la apertura de los diferenciales tanto de crudos ligeros y pesados como de destilados medios y por la recuperación del negocio químico.

- El aumento del margen de refino de la Compañía, junto con el aumento en el volumen destilado en las refinerías españolas, ha impactado positivamente en 106 M€ en el resultado del negocio de **Refino**.
- El negocio de **Marketing** prosigue mostrando sólidos márgenes con resultados similares a los del año anterior.
- El negocio de **Química**, con la recuperación de márgenes y volúmenes, alcanza por tercer trimestre consecutivo un resultado en terreno positivo, lo que ha implicado un mayor resultado de 42 M€ en comparación con el mismo trimestre 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.

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente a CCS del ejercicio 2010, excluyendo el efecto patrimonial, ha sido de 977 M€, un 51,0% superior a los 647 M€ obtenidos el año anterior, principalmente por la recuperación del negocio químico, el mayor resultado del negocio de Refino, así como un resultado también superior en Marketing.

Inversiones

Las **inversiones** en el área de Downstream en el cuarto trimestre y en el año 2010 en su conjunto ascendieron a 466 M€ y 1.613 M€ respectivamente, 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)

4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09		Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
358	374	248	-30,7	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.021	1.453	42,3
331	393	371	12,1	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	789	1.625	106,0
296	292	279	-5,7	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	304	294	-3,2
1.280	1.456	1.307	2,1	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.505	1.387	-7,9
524	551	511	-2,5	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	572	541	-5,4
3.458	3.634	3.641	5,3	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (Miles de toneladas)	13.906	14.146	1,7
407	437	492	20,9	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS (Miles de toneladas)	1.479	1.563	5,7
85	68	90	5,9	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	397	340	-14,3
338	397	554	63,9	INVERSIONES (M€)	956	1.548	61,9
4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09	INDICADORES	Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
44,4	50,5	53,9	21,4	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE CRUDO (\$/Bbl)	42,3	49,9	18,0
2,6	1,7	2,5	-3,8	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE GAS (**) (\$/Miles scf)	2,2	2,3	4,5
235	263	329	40,0	PETROQUÍMICA DERIVADA (\$/ton)	204	273	33,8

(*) 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 371 M€ en el cuarto trimestre de 2010 frente a 331 M€ en el cuarto trimestre de 2009, un 12,1% superior.

Los mayores precios domésticos en dólares y los mayores precios internacionales continúan siendo la variación más significativa en el resultado operativo recurrente de este trimestre en comparación con el mismo periodo de 2009.

- El incremento de precios de combustibles en dólares en el mercado doméstico ha tenido un impacto positivo en el resultado de 143 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 52 M€.
- Las huelgas de empleados petroleros, que ha tenido especial incidencia en la producción de petróleo, han provocado un incremento de las compras de crudo y líquidos con objeto de mantener el volumen de ventas. El efecto neto de lo anterior ha supuesto un menor resultado operativo de -73 M€, en relación al trimestre de referencia.
- En gas, los mayores volúmenes así como el mayor precio del segmento industrial, ha dado lugar a una variación positiva en el resultado operativo de 21 M€. El precio medio de realización de gas en el trimestre fue de 2,5\$/kscf, menor que los 2,6\$/kscf del año anterior debido a un mayor volumen de ventas al sector residencial.
- El incremento anual del 19% en los costes operativos, por una mayor actividad y aumento de precios, ha supuesto un menor resultado de 145 M€.
- Otros efectos explican el resto de las variaciones.

La **producción** de líquidos en el trimestre disminuye un 5,7% fundamentalmente como consecuencia del impacto de las huelgas de empleados petroleros de la región Sur de Argentina. Por su lado, la producción de gas aumentó un 2,1%. En conjunto, la producción ha sido inferior en un 2,5% a la del mismo período del año anterior por el mencionado impacto de las huelgas. Si este efecto se aislase, la producción en su conjunto hubiese crecido un 1,2%.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación** recurrente en el año 2010 ascendió a 1.625 M€, un 106,0% superior al del mismo periodo del año anterior. El aumento es consecuencia de la aproximación en dólares a las paridades internacionales de los precios de los combustibles en las estaciones de servicio, de los mayores ingresos provenientes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno, su precio está relacionado con la cotización internacional así como de los efectos de los mayores ingresos derivados de exportaciones. El 15% de incremento en los costes operativos del año han atenuado el incremento del resultado.

En el año 2010, la producción ha sido de 541 Kbp/d con un descenso del 5,4% frente al mismo periodo del año anterior. El descenso ha sido del 7,9% en gas, y del 3,2% en la producción de líquidos, siendo en crudo del 1,6%. El menor descenso experimentado en la producción de crudo es consecuencia del esfuerzo inversor como respuesta al programa Petróleo Plus y del aumento de precios en estaciones de servicio por el progresivo acercamiento a la paridad internacional.

La tasa de reemplazo de reservas de YPF en 2010 ha sido del 84%. La tasa de reemplazo en crudo ha sido del 100%.

Inversiones

Las inversiones del cuarto trimestre de 2010 en YPF han alcanzado 554 M€, de los cuales 310 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 79% de las inversiones en E&P se ha destinado a proyectos de desarrollo.

En el acumulado de 2010 las inversiones alcanzaron 1.548 M€, de los cuales 1.064 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 87% de las inversiones en E&P se destinó a proyectos de desarrollo.

1.5.- GAS NATURAL FENOSA
Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09		Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
188	198	132	-29,8	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	748	881	17,8
185	198	214	15,7	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	745	849	14,0
220	155	215	-2,3	INVERSIONES (M€)	5.060	636	-

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del cuarto trimestre de 2010 ascendió a 214 M€, frente a los 185 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un aumento del 15,7%.

El aumento de 29 M€ se ha producido principalmente por las mayores ventas derivadas de las frías temperaturas registradas en España durante el cuarto trimestre, los mejores resultados de la actividad de distribución de electricidad en España y la mejora de la contribución de la actividad de distribución de gas en Latinoamérica gracias al incremento de volúmenes y a la apreciación del dólar frente al euro.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del año 2010 ha sido de 849 M€ en comparación con los 745 M€ del mismo periodo del año anterior. El resultado se ha incrementado en un 14,0% fundamentalmente debido a la incorporación en los resultados de Gas Natural SDG del 100% de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009.

Inversiones

Las **inversiones** de Gas Natural Fenosa durante el cuarto trimestre han alcanzado 215 M€. Las inversiones acumuladas durante la totalidad del año 2010 han sido 636 M€ y se han destinado fundamentalmente a las actividades de Distribución de Gas y Electricidad, tanto en España como en Latinoamérica y a las de Generación de Electricidad en España y México.

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 cuarto trimestre de 2010 se registró un resultado recurrente negativo de 87 M€, frente a los 97 M€ también negativos del cuarto trimestre de 2009.

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 de cuarto trimestre del ejercicio 2010 (página 26 del presente avance de resultados).

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	3T10	4T10	% Variación 4T10/3T10	Ene-Dic 2010
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	4.996	5.504	10,2	4.905
EBITDA	-1.842	-1.707	-7,3	-7.688
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	574	-15	-	1.316
INVERSIONES (1)	1.199	1.505	25,5	4.468
DESINVERSIONES (2)	-23	-4.086	-	-4.293
DESCONSOLIDACIÓN DEUDA REFAP	-	-373	-	-373
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	518	80	-84,6	759
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	-303	161	-	535
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	336	427	27,1	1.490
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	49	201	310,2	578
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	5.504	1.697	-69,2	1.697
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	9.068	5.265	-41,9	5.265

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	31.618	30.777	-2,7	30.777
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	17,4	5,5	-68,3	5,5
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	28,7	17,1	-40,3	17,1
ROACE antes de no recurrentes (%)	8,1	9,9	22,2	9,5

(1) En el cuarto trimestre de 2010 existen inversiones de carácter financiero por importe de 3 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) Igualmente, en el cuarto trimestre de 2010, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 15 M€.

La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa**, al final de 2010 se situó en 1.697 M€, lo cual supone una reducción de 3.807 M€ (alrededor del 70%) respecto al cierre del tercer trimestre. Esta significativa reducción se ha producido gracias, principalmente, a:

- La generación de caja operativa de los negocios (en este sentido, destacar que el EBITDA generado en el ejercicio 2010 (7.688 M€) ha sido superior al de 2009 en un 39%).
- La ampliación de capital de Repsol Brasil suscrita por Sinopec, que ha tenido un efecto de 3.170 M€
- La venta de la participación del 30% de la refinería brasileña REFAP por 350 M\$ que ha permitido adicionalmente desconsolidar su deuda por importe de 500 M\$, aproximadamente.
- La venta de un 4,2% de participación en YPF.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, ha pasado del 17,4% en el cierre de septiembre de 2010 al 5,5% al final del ejercicio. Este ratio es del 17,1% si incluimos las acciones preferentes (reduciéndose desde el 28,7% al cierre de septiembre).

El **gasto financiero neto acumulado** del ejercicio 2010 del Grupo ex Gas Natural Fenosa ha sido de 691 M€, frente a los 250 M€ del ejercicio anterior, destacando los siguientes aspectos:

- **Intereses netos:** Incremento del gasto en 10 M€ por efecto del mayor volumen medio de deuda neta en 2010, compensado parcialmente por la disminución de los tipos de interés respecto al 2009.

▪ **Resultado de posiciones:** menor ingreso de 411 M€

Este menor ingreso, respecto al año 2009, por resultado de posiciones en 2010 tiene su origen principalmente en las posiciones por tipo de cambio: durante el ejercicio se ha producido una apreciación del \$ respecto al Euro, lo que ha impactado positivamente en el resultado de los negocios, si bien en el resultado financiero produce una pérdida por las posiciones pasivas mantenidas en dicha moneda, principalmente por la cobertura del resultado de la operación de ampliación de capital de Repsol Brasil.

En el año 2009, la evolución cambiaria fue adversa y, por este motivo, el menor resultado operativo por diferencias de cambio se compensó por un mayor resultado positivo en las operaciones de cobertura que se refleja en el resultado financiero.

▪ **Intereses intercalarios:** mayor ingreso por importe de 25 M€, principalmente por activación de intereses asociados a la financiación de los proyectos de ampliación de las refinerías de Cartagena y Bilbao.

▪ **Otros gastos financieros:** Mayor gasto financiero de 54 M€, principalmente gasto por arrendamientos financieros. En 2010 se incorporan 4 nuevos metaneros y el arrendamiento de los gasoductos de gas natural para comercialización en USA y Canadá que afecta a todo el ejercicio 2010 (a diferencia del año anterior).

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09	RESULTADO FINANCIERO - GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
-92	-94	-95	3,3	INTERESES NETOS (incluye preferentes) (M€)	-366	-376	2,7
-36	26	-113	213,9	RESULTADO DE POSICIONES (M€)	332	-79	-
-59	-35	-51	-13,6	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES (M€)	-174	-165	-5,2
25	34	35	40,0	INTERCALARIOS (M€)	104	129	24,0
-30	-55	-45	50,0	OTROS GASTOS FINANCIEROS (M€)	-146	-200	37,0
-192	-124	-269	40,1	TOTAL (M€)	-250	-691	176,4

3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS

3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo acumulado en el año 2010 es del 26,3%. El tipo impositivo efectivo para el año 2010 sin no recurrentes es del 41,5%

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09	RESULTADO DE SOCIEDADES PARTICIPADAS EN LOS NEGOCIOS	Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
2,2	4,1	0,8	-63,6	UPSTREAM (M€)	-1,8	10,6	-
4,0	-1,8	14,6	265,0	GNL (M€)	38,6	30,6	-20,7
6,4	7,6	4,0	-37,5	DOWNSTREAM (M€)	26,3	28,3	7,6
5,3	3,2	1,0	-81,1	YPF (M€)	4,8	4,9	2,1
0,5	0,5	0,0	-100,0	Gas Natural Fenosa (M€)	18,3	1,6	91,3
18,4	13,6	20,4	10,9	TOTAL (M€)	86,2	76,0	-11,8

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el cuarto trimestre de 2010 a 20 M€, frente a los 18 M€ del mismo periodo del año anterior.

En el área de GNL el mayor resultado se debe a un incremento en el resultado de Atlantic y Atlantic 4. En el área de Downstream los menores resultados se deben fundamentalmente a la menor participación en CLH con respecto al trimestre de comparación. En YPF, la disminución se debe a menores resultados en Oleoductos del Valle.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el cuarto trimestre de 2010 ascendió a 83 M€ frente a 49 M€ del cuarto trimestre de 2009. El incremento se debe a un mayor resultado recurrente en YPF y asociadas y al aumento en el porcentaje de los socios externos, debido a las ventas producidas en el cuarto trimestre del 2010, siendo la participación de los accionistas minoritarios del 20,2% al cierre del ejercicio.

4.- HECHOS DESTACADOS

Desde la publicación de los resultados del tercer trimestre de 2010, las noticias más significativas sobre la Compañía han sido las siguientes:

En la **Corporación**, el 23 de diciembre, se acordó con dos grandes fondos institucionales la venta de un 1,63% del capital de YPF a cada uno, por un valor de 500 millones de dólares en total.

El 28 de diciembre, Repsol y Sinopec culminaron con éxito el acuerdo alcanzado en octubre para desarrollar los proyectos de exploración y producción de sus activos en el offshore de Brasil y crear una de las mayores energéticas privadas de Latinoamérica. Sinopec, tras obtener todos los permisos preceptivos de las autoridades de la República Popular China, suscribió en su totalidad una ampliación de capital de Repsol Brasil por valor de 7.111 millones de dólares, lo que supone valorar la compañía en 17.777 millones de dólares.

El 30 de diciembre, El Consejo de Administración de Repsol International Capital Limited (RIC) aprobó la amortización del 100% de las Participaciones Preferentes de la Serie A emitidas por RIC y garantizadas por Repsol YPF. Las Participaciones Preferentes de la Serie A cotizaban en la Bolsa de Nueva York. Los valores se amortizaron por el importe establecido de 25,00 dólares por Participación Preferente, más la cuantía de los dividendos devengados y no pagados desde el 31 de diciembre de 2010 hasta la fecha de la amortización, que ascendían a 0,20 dólares por Participación Preferente.

El 30 de diciembre, se aprobó el nombramiento de Miguel Ángel Devesa del Barrio y de Begoña Elices García como Directores Generales de la Compañía y su incorporación a partir de enero de 2011 al Comité de Dirección.

El 27 de enero, se llevó a cabo un encuentro en Londres con analistas financieros en el que se expusieron las perspectivas del negocio exploratorio de la Compañía para 2011.

El 23 de febrero el Consejo de Administración de Repsol YPF ha acordado proponer el reparto de un dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2010 de 0,525 euros por acción que se hará efectivo a los accionistas a partir del 7 de julio de 2011. Con esta propuesta, que deberá ser ratificada por la Junta General de Accionistas, el dividendo bruto total correspondiente a dicho ejercicio será de 1,05 euros por acción, lo que supone un aumento del 23,53% respecto al abonado con cargo a 2009.

En **Upstream**, el 15 de noviembre, Repsol y sus socios, la compañía americana Anadarko y la británica Tullow, anunciaron un segundo hallazgo de crudo ligero en aguas de Sierra Leona. El nuevo descubrimiento de hidrocarburos realizado en el pozo Mercury-1, que se suma al éxito del pozo Venus B-1 en 2009 situado a unos 64 kilómetros al sureste, es una clara indicación del potencial de un área prácticamente inexplorada hasta el momento.

El 21 de noviembre, se adjudicó a Repsol (33%) y Husky (67% y operador) los bloques exploratorios NL-10-01 y NL-10-02 en la cuenca Jeanne D'Arc en el offshore de Canadá. Estos bloques, pendientes de su ratificación oficial, están situados en la misma cuenca que los bloques EL-1110, EL-1111 y EL-1114 participados por Repsol.

El 16 de diciembre se terminó la perforación con resultado positivo del sondeo exploratorio en Colombia con el sondeo Calamaro-1 en el Bloque Rondón en la Cuenca de Llanos.

El 7 de enero, el gobierno indonesio aprobó el farm-in para la adquisición por parte de Repsol de un 45% de los bloques East Bula y Seram a la compañía canadiense Niko Resources. Tras esta adquisición, la participación en estos bloques, situados al este de la isla de Seram, en el "offshore" de Indonesia, está formada por Niko (55% y operador) y Repsol (45%).

El 24 de enero, Sonangol anunció los resultados de la primera Ronda Exploratoria desde 2007. Se han adjudicado 3 bloques a Repsol en el Bidding Round: bloque 22 (bloque en el que es operador con un 30%), bloque 35 (Repsol con un 25%) y el bloque 37 (Repsol con un 20%).

El 26 de enero, Repsol Sinopec y sus socios, la compañía brasileña Petrobras y la británica BG Group, anunciaron el resultado positivo del sondeo de evaluación Carioca Nordeste que encontró petróleo de buena calidad en aguas ultra profundas de la Cuenca de Santos, en el presal brasileño. El nuevo pozo se encuentra

en el área de evaluación del pozo Carioca, bajo una lámina de agua de 2.151 metros. Los análisis iniciales demostraron la existencia de un reservorio de 200 metros, con petróleo de alta calidad, de 26º API

En **GNL**, el 23 de diciembre, Repsol recibe el primer cargamento de GNL procedente de Qatar en Canadá, en virtud del acuerdo a largo plazo firmado con Qatargas el pasado mes de octubre. La planta de regasificación de Canaport en Canadá es la única en la costa noreste de Norteamérica capaz de recibir en su terminal buques de tipo Q-Max y Q-Flex, los de mayor tamaño del mundo.

El 14 de febrero, Repsol anunció que ha firmado un contrato con la compañía estatal Korea Gas Corporation (KOGAS) para el suministro de gas natural licuado al mercado asiático. El acuerdo, que entró en vigor en enero de 2011, contempla el suministro de 1,9 bcm de GNL, procedente de la planta de licuefacción asociada al proyecto Perú LNG.

En **Downstream**, el 29 de noviembre, se anuncia el acuerdo de Repsol con el grupo industrial malayo UMW para la fabricación y distribución de lubricantes Repsol en Malasia, China y otros países de la región, como Singapur, Brunei, Papua Nueva Guinea y Myanmar.

El 14 de diciembre, se alcanzó un acuerdo para vender a Petrobras la participación del 30% que posee en la Refinería Alberto Pasqualini (REFAP), situada en el estado brasileño de Rio Grande do Sul. Tras la transacción, Petrobras queda como único accionista de la refinería. En esta operación, Repsol recibió 350 millones de dólares y adicionalmente redujo en cerca de 500 millones de dólares su deuda consolidada.

En **YPF**, el 25 de noviembre, el Directorio de YPF, S.A. a petición de Repsol YPF, S.A., acordó la preparación y registro de un Formulario F-3 ante la U.S. Securities and Exchange Commission ("SEC"), de acuerdo con lo previsto en la normativa estadounidense. El registro del Formulario F-3 permitirá aumentar la liquidez de la acción de YPF, S.A. mediante la venta por parte de Repsol YPF S.A., Repsol YPF Capital S.L. y Caveant S.A. (en su conjunto el "Grupo Repsol YPF") de hasta un máximo de 58.996.919 acciones clase "D" (o su equivalente en ADSs), representativas del 15% del capital social y votos de YPF, S.A.

El 7 de diciembre, se anuncia el descubrimiento de Gas Natural no convencional (shale gas) realizado en la cuenca de Neuquén. En el marco del programa de desarrollo exploratorio y productivo 2010/2014 y después de haber realizado 4 pozos exploratorios de tight gas al sur del área Loma La Lata, en la provincia de Neuquén, se ha verificado la existencia de gas no convencional con un volumen estimado de aproximadamente 4,5 TCF (trillones de pies cúbicos).

Madrid, 24 de febrero 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 24 de febrero de 2011 a las 16:00 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 2010.

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 2010

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	
	4T09	3T10	4T10	2009	2010
EBITDA	1.828	2.198	2.129	6.749	9.196
Resultado de explotación.....	681	1.056	3.561	3.244	7.621
Resultado financiero.....	(263)	(192)	(349)	(468)	(1.008)
Resultado antes de impuestos y participadas	418	864	3.212	2.776	6.613
Impuesto sobre beneficios.....	(186)	(376)	(262)	(1.130)	(1.742)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	18	14	20	86	76
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	12	-	-	12	-
Resultado consolidado del periodo	262	502	2.970	1.744	4.947
RESULTADO ATRIBUIDO A:					
Intereses minoritarios	51	54	63	185	254
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	211	448	2.907	1.559	4.693
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
* Euros/acción	0,17	0,37	2,38	1,29	3,84
* \$/ADR	0,25	0,50	3,18	1,85	5,14

(*) 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 1.211.026.225 durante el año 2009, y de 1.220.863.463 durante el 2010.

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

 1,441 dólares por euro en 4T09
 1,365 dólares por euro en 3T10
 1,336 dólares por euro en 4T10

RESULTADOS DE REPSOL YPF AJUSTADOS POR NO RECURRENTE

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	CUARTO TRIMESTRE 2009			ENERO-DICIEMBRE 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación	681	140	821	3.244	(116)	3.128
Upstream.....	163	62	225	781	103	884
GNL.....	(100)	111	11	(61)	111	50
Downstream.....	177	(11)	166	1.022	(8)	1.014
YPF.....	358	(27)	331	1.021	(232)	789
Gas Natural Fenosa.....	188	(3)	185	748	(3)	745
Corporación y otros	(105)	8	(97)	(267)	(87)	(354)
Resultado financiero	(263)	-	(263)	(468)	-	(468)
Resultado antes de impuestos y participadas	418	140	558	2.776	(116)	2.660
Impuesto sobre beneficios.....	(186)	(56)	(242)	(1.130)	73	(1.057)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	18	-	18	86	-	86
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	12	(12)	-	12	(12)	-
Resultado consolidado del periodo	262	72	334	1.744	(55)	1.689

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	51	(2)	49	185	(20)	165
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	211	74	285	1.559	(35)	1.524

	TERCER TRIMESTRE 2010			ENERO-SEPTIEMBRE 2010		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación	1.056	35	1.091	4.060	(79)	3.981
Upstream.....	311	(1)	310	1.042	70	1.112
GNL.....	48	(1)	47	59	35	94
Downstream.....	205	7	212	1.133	2	1.135
YPF.....	374	19	393	1.205	49	1.254
Gas Natural Fenosa.....	198	-	198	749	(114)	635
Corporación y otros	(80)	11	(69)	(128)	(121)	(249)
Resultado financiero	(192)	-	(192)	(659)	15	(644)
Resultado antes de impuestos y participadas	864	35	899	3.401	(64)	3.337
Impuesto sobre beneficios.....	(376)	(9)	(385)	(1.480)	19	(1.461)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	14	-	14	56	-	56
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del periodo	502	26	528	1.977	(45)	1.932

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	54	2	56	191	(10)	181
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	448	24	472	1.786	(35)	1.751

	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 otros	(107)	20	(87)	(235)	(101)	(336)
Resultado financiero	(349)	135	(214)	(1.008)	150	(858)
Resultado antes de impuestos y participadas	3.212	(2.194)	1.018	6.613	(2.258)	4.355
Impuesto sobre beneficios.....	(262)	(84)	(346)	(1.742)	(65)	(1.807)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	20	-	20	76	-	76
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-	-
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

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	
	4T09	3T10	4T10	2009	2010
Upstream	926	986	3.916	2.988	6.913
Norteamérica y Brasil	221	209	3.084	614	3.747
Norte de África	218	233	270	719	1.019
Resto del Mundo	519	557	583	1.748	2.209
Ajustes	(32)	(13)	(21)	(93)	(62)
GNL	223	297	441	1.028	1.332
Downstream	8.894	9.477	8.938	32.838	36.363
Europa	8.277	8.737	8.336	30.493	33.624
Resto del Mundo	1.082	1.246	1.070	3.887	4.735
Ajustes	(465)	(506)	(468)	(1.542)	(1.996)
YPF	2.318	2.849	2.884	8.678	11.102
Upstream	1.032	1.241	1.175	4.369	4.835
Downstream	1.796	2.496	2.475	6.657	9.500
Corporación	115	97	139	307	387
Ajustes	(625)	(985)	(905)	(2.655)	(3.620)
Gas Natural Fenosa	1.353	1.502	1.667	4.652	6.161
Corporación, otros y ajustes	(378)	(433)	(411)	(1.152)	(1.441)
TOTAL	13.336	14.678	17.435	49.032	60.430

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	
	4T09	3T10	4T10	2009	2010
Upstream	163	311	3.071	781	4.113
Norteamérica y Brasil	32	(31)	2.877	63	2.911
Norte de Africa	48	175	85	372	642
Resto del Mundo	83	167	109	346	560
GNL	(100)	48	46	(61)	105
Downstream	177	205	171	1.022	1.304
Europa	146	154	196	800	1.182
Resto del Mundo	31	51	(25)	222	122
YPF	358	374	248	1.021	1.453
Upstream	187	204	96	795	789
Downstream	169	205	188	310	821
Corporación	2	(35)	(36)	(84)	(157)
Gas Natural Fenosa	188	198	132	748	881
Corporación, otros y ajustes	(105)	(80)	(107)	(267)	(235)
TOTAL	681	1.056	3.561	3.244	7.621

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	
	4T09	3T10	4T10	2009	2010
Upstream	556	613	584	1.699	2.478
Norteamérica y Brasil	199	142	133	433	596
Norte de Africa	171	196	212	554	824
Resto del Mundo	186	275	239	712	1.058
GNL	42	87	76	150	277
Downstream	307	369	468	1.626	2.019
Europa	248	299	408	1.306	1.763
Resto del Mundo	59	70	60	320	256
YPF	677	834	684	2.344	3.202
Upstream	474	590	468	1.908	2.265
Downstream	214	256	247	489	1.019
Corporación	(11)	(12)	(31)	(53)	(82)
Gas Natural Fenosa	329	356	421	1.232	1.507
Corporación, otros y ajustes	(83)	(61)	(104)	(302)	(287)
TOTAL	1.828	2.198	2.129	6.749	9.196

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			ENERO-DICIEMBRE	
	4T09	3T10	4T10	2009	2010
Upstream	180	359	400	1.122	1.126
Norteamérica y Brasil	67	168	182	435	517
Norte de Africa	15	55	16	241	97
Resto del Mundo	98	136	202	446	512
GNL	22	5	28	125	82
Downstream	422	415	466	1.649	1.613
Europa	396	389	412	1.583	1.474
Resto del Mundo	26	26	54	66	139
YPF	338	397	554	956	1.548
Upstream	198	270	310	676	1.064
Downstream	114	116	229	214	443
Corporación	26	11	15	66	41
Gas Natural Fenosa	220	155	215	5.060	636
Corporación, otros y ajustes	10	15	59	91	101
TOTAL	1.192	1.346	1.722	9.003	5.106

BALANCE DE SITUACIÓN COMPARATIVO DE REPSOL YPF

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	DICIEMBRE
	2009	2010
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	4.733	4.617
Otro inmovilizado intangible	2.085	2.836
Inmovilizado material	31.900	33.585
Inversiones inmobiliarias	35	26
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	531	585
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.559	1.639
Otros	173	150
Activos por impuestos diferidos	2.021	1.993
Otros activos no corrientes	273	322
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	746	340
Existencias	4.233	5.837
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.773	8.569
Otros activos financieros corrientes	713	684
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.308	6.448
TOTAL ACTIVO	58.083	67.631
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	19.951	24.140
Atribuido a los intereses minoritarios	1.440	1.846
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	124	110
Provisiones no corrientes	3.097	3.772
Pasivos financieros no corrientes	15.411	14.940
Pasivos por impuesto diferido	3.395	3.387
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	1.919	2.852
Otros	753	811
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	185	153
Provisiones corrientes	282	404
Pasivos financieros corrientes	3.499	4.362
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	172	223
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	7.855	10.631
TOTAL PASIVO	58.083	67.631

(*) 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	
	2009	2010
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION		
Resultado antes de impuestos y participadas	2.776	6.613
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	3.620	3.947
Otros ajustes del resultado (netos)	353	(1.364)
EBITDA	6.749	9.196
Cambios en el capital corriente	(590)	(1.693)
Cobros de dividendos	86	72
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(1.168)	(1.627)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(312)	(306)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(1.394)	(1.861)
	4.765	5.642
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(4.463)	(41)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(4.348)	(4.858)
Otros activos financieros	(192)	(207)
Total Inversiones	(9.003)	(5.106)
Cobros por desinversiones	1.093	5.060
Otros flujos de efectivo	56	(27)
	(7.854)	(73)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	230	
Cobros por emisión de pasivos financieros	10.618	11.200
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(5.953)	(10.712)
Pagos por dividendos	(1.935)	(806)
Pagos de intereses	(776)	(962)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	321	(179)
	2.505	(1.459)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.922	2.308
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	(584)	4.110
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	(30)	30
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.308	6.448

RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO CONSOLIDADO GRUPO

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DEUDA NETA - GRUPO CONSOLIDADO (M€)	3T 10	4T 10	% Variación	Ene-Dic 2010
			4T10/3T10	
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	10.671	11.237	5,3	10.928
EBITDA	-2.198	-2.129	-3,1	-9.196
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	653	30	-95,4	1.693
INVERSIONES (1)	1.341	1.719	28,2	5.091
DESINVERSIONES (2)	-34	-4.162	-	-4.972
DIVIDENDOS PAGADOS (incluye los de sociedades afiliadas)	520	105	-79,8	806
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	-380	170	-	617
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	408	437	7,1	1.627
DESCONSOLIDACIÓN DEUDA REFAP	-	-373	-	-373
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	256	190	-25,8	1.003
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	11.237	7.224	-35,7	7.224
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	14.981	10.972	-26,8	10.972

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	38.065	36.958	-2,9	36.958
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	29,5	19,5	-33,8	19,5
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	39,4	29,7	-24,6	29,7
ROACE antes de no recurrentes (%)	6,9	9,0	30,4	8,6

(1) En el cuarto trimestre 2010, existen inversiones de carácter financiero por importe de 3 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) En el cuarto trimestre 2010, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 15 M€, no reflejadas en esta tabla.

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2009	3T 2010	4T 2010	% Variación 4T10/4T09	RESULTADO FINANCIERO GRUPO CONSOLIDADO	Ene-Dic 2009	Ene-Dic 2010	% Variación 10/09
-164	-160	-161	-1,8	INTERESES NETOS (incluye preferentes) (M€)	-610	-651	6,7
-38	27	-119	213,2	RESULTADO DE POSICIONES (M€)	340	-82	-
-63	-39	-65	3,2	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES (M€)	-186	-191	2,7
30	37	37	23,3	INTERCALARIOS (M€)	122	143	17,2
-28	-57	-41	46,4	OTROS GASTOS FINANCIEROS (M€)	-134	-227	69,4
-263	-192	-349	32,7	TOTAL (M€)	-468	-1.008	115,4

TABLAS



PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 4T 2010

MAGNITUDES DE UPSTREAM

	Unidad	2009					2010					% Variación 10 / 09
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum.	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum.	
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	317	340	327	349	334	350	340	346	341	344	3,2%
Producción de Líquidos	K Bep/día	113	132	141	149	134	151	149	143	140	146	8,5%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	12	31	46	48	34	41	40	36	35	38	10,5%
Norte de África	K Bep/día	40	39	37	44	40	46	44	41	42	43	7,9%
Resto del Mundo	K Bep/día	61	62	58	58	60	64	65	66	62	64	7,8%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	204	208	186	200	199	199	191	203	201	199	-0,4%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	1	2	3	3	2	2	2	2	2	2	10,4%
Norte de África	K Bep/día	14	13	7	12	12	6	6	6	6	6	-48,0%
Resto del Mundo	K Bep/día	189	193	176	185	186	191	182	195	193	190	2,4%

MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2009					2010					% Variación 10 / 09
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum.	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum.	
CRUDO PROCESADO	M tep	9,8	8,7	8,6	8,0	35,1	7,7	8,6	9,5	8,7	34,4	-2,0%
Europa	M tep	8,2	7,1	7,1	6,3	28,7	6,2	7,1	8,0	7,4	28,7	0,2%
Resto del Mundo	M tep	1,6	1,6	1,6	1,7	6,5	1,6	1,5	1,4	1,2	5,7	-11,7%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	10.053	9.938	9.759	9.679	39.429	8.878	9.645	10.217	9.873	38.613	-2,1%
Ventas Europa	Kt	8.522	8.279	8.242	7.927	32.970	7.244	8.077	8.600	8.508	32.429	-1,6%
Marketing Propio	Kt	5.256	5.344	5.343	5.226	21.169	4.963	5.222	5.466	5.312	20.963	-1,0%
Productos claros	Kt	4.386	4.416	4.489	4.490	17.781	4.311	4.381	4.585	4.573	17.850	0,4%
Otros productos	Kt	870	928	854	736	3.388	652	841	881	739	3.113	-8,1%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.786	1.560	1.526	1.350	6.222	1.328	1.401	1.419	1.443	5.591	-10,1%
Productos claros	Kt	1.278	1.064	1.080	898	4.320	908	1.006	992	983	3.889	-10,0%
Otros productos	Kt	508	496	446	452	1.902	420	395	427	460	1.702	-10,5%
Exportaciones	Kt	1.480	1.375	1.373	1.351	5.579	953	1.454	1.715	1.753	5.875	5,3%
Productos claros	Kt	527	549	412	361	1.849	278	370	444	596	1.688	-8,7%
Otros productos	Kt	953	826	961	990	3.730	675	1.084	1.271	1.157	4.187	12,3%
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.531	1.659	1.517	1.752	6.459	1.634	1.568	1.617	1.365	6.184	-4,3%
Marketing Propio	Kt	418	478	460	498	1.854	440	476	441	465	1.822	-1,7%
Productos claros	Kt	354	379	378	398	1.509	375	367	368	359	1.469	-2,7%
Otros productos	Kt	64	99	82	100	345	65	109	73	106	353	2,3%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	808	852	832	914	3.406	862	903	876	742	3.383	-0,7%
Productos claros	Kt	561	593	626	663	2.443	639	660	660	558	2.517	3,0%
Otros productos	Kt	247	259	206	251	963	223	243	216	184	866	-10,1%
Exportaciones	Kt	305	329	225	340	1.199	332	189	300	158	979	-18,3%
Productos claros	Kt	140	212	161	146	659	113	76	103	65	357	-45,8%
Otros productos	Kt	165	117	64	194	540	219	113	197	93	622	15,2%
QUÍMICA												
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	458	707	541	599	2.306	641	607	669	701	2.618	13,5%
Europa	Kt	412	577	462	549	2.000	540	545	584	594	2.263	13,2%
Básica	Kt	74	173	103	158	508	178	207	208	193	786	54,8%
Derivada	Kt	338	404	359	391	1.492	363	337	376	401	1.477	-1,0%
Resto del Mundo	Kt	46	130	79	51	306	101	62	85	107	355	16,0%
Básica	Kt	0	25	16	19	59	25	22	15	26	88	48,9%
Derivada	Kt	46	106	64	32	246	76	40	70	80	266	8,0%
GLP												
GLP comercializado	Kt	871	713	652	757	2.993	877	712	666	853	3.108	3,8%
Europa	Kt	577	372	283	445	1.677	581	349	259	491	1.680	0,2%
Resto del Mundo	Kt	294	341	369	312	1.316	296	363	407	362	1.428	8,5%

Resto Ventas Mercado Nacional: Incluye ventas a operadores y bunker.
Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.

MAGNITUDES DE YPF

	Unidad	2009					2010					% Variación 10 / 09
		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	601	598	566	524	572	550	556	551	511	541	-5,4%
Producción de Líquidos	K Bep/día	323	310	287	296	304	308	298	292	279	294	-3,2%
Argentina	K Bep/día	320	307	285	294	301	306	297	291	277	292	-3,1%
Resto del Mundo	K Bep/día	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	-24,8%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	278	288	279	228	268	242	258	259	233	247	-7,9%
Argentina	K Bep/día	277	288	279	227	268	242	258	259	232	247	-7,9%
Resto del Mundo	K Bep/día	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	-0,3%
DOWNSTREAM												
CRUDO PROCESADO	M tep	4,0	4,2	3,7	3,8	15,7	4,0	3,7	3,9	3,7	15,4	-1,9%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS (*)	Kt	3.539	3.689	3.220	3.458	13.906	3.483	3.387	3.634	3.641	14.146	1,7%
Marketing Propio	Kt	2.684	2.829	2.713	2.665	10.891	2.687	2.754	3.068	3.107	11.615	6,6%
Productos claros	Kt	2.213	2.157	2.181	2.294	8.846	2.285	2.267	2.323	2.541	9.416	6,4%
Otros productos	Kt	472	671	532	371	2.046	402	487	745	565	2.200	7,5%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	316	324	244	304	1.188	325	261	271	273	1.129	-4,9%
Productos claros	Kt	208	205	178	158	749	175	123	114	131	544	-27,4%
Otros productos	Kt	108	119	66	146	439	149	137	158	142	586	33,5%
Exportaciones	Kt	539	536	263	489	1.827	472	373	294	262	1.401	-23,3%
Productos claros	Kt	186	168	134	133	620	104	106	100	105	415	-33,0%
Otros productos	Kt	353	368	130	356	1.206	368	266	194	157	986	-18,3%
QUÍMICA												
VENTAS PROD. PETROQUIMICOS	Kt	270	346	457	407	1.479	309	325	437	492	1.563	5,7%
Básica	Kt	43	46	44	45	179	50	42	47	55	195	9,2%
Derivada	Kt	226	300	413	362	1.301	258	283	390	437	1.368	5,2%
GLP												
GLP comercializado	Kt	113	109	89	85	397	103	80	68	90	340	-14,3%

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

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, así como planes, expectativas u objetivos de Repsol YPF respecto de gastos de capital, negocios, estrategia, concentración geográfica, 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 y en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América.

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.