

Avance de Resultados 3T 2010



Madrid, 11 de noviembre de 2010

ÍNDICE:

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER 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
5.- COMPARACIÓN DE LA INFORMACIÓN	15
TABLAS:	
RESULTADOS 3T 2010	18
PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 3T 2010.....	28

Mejora sustancial de las variables de negocio

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2009 (*)	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09	RESULTADOS TERCER TRIMESTRE 2010	Ene-Sep 2009 (*)	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
RESULTADO CONTABLE A CCS (M€)							
810	1.300	1.102	36,0	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	2.267	3.738	64,9
320	535	478	49,4	RESULTADO NETO CCS	1.165	1.568	34,6
INDICADORES PROFORMA A CCS (M€)							
768	1.262	1.137	48,0	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	2.011	3.659	81,9
296	523	502	69,6	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	1.056	1.533	45,2
RESULTADO CONTABLE (M€)							
910	1.466	1.056	16,0	RESULTADO DE EXPLOTACION	2.563	4.060	58,4
385	650	448	16,4	RESULTADO NETO	1.348	1.786	32,5
INDICADORES PROFORMA (M€)							
868	1.428	1.091	25,7	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	2.307	3.981	72,6
361	638	472	30,7	RESULTADO NETO RECURRENTE	1.239	1.751	41,3
BENEFICIO POR ACCIÓN							
0,32	0,53	0,37	15,6	Euros por acción	1,12	1,46	30,4
0,47	0,65	0,50	6,4	Dólares por acción	1,63	2,00	22,7

(*) Los datos correspondientes al tercer trimestre de 2009 y al acumulado de 2009 que se mencionan en el presente avance de resultados han sido adecuadamente modificados, de acuerdo con lo previsto en la normativa contable y como consecuencia del cambio de clasificación contable de la participación del Grupo en Alberto Pasqualini Refap, S.A., para facilitar su comparación con los datos del tercer trimestre de 2010 (ver apartado 5: Comparación de la información)

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2010

- El **resultado neto recurrente a CCS** del trimestre aumentó un 69,6% frente al mismo trimestre del año anterior. El **resultado de explotación recurrente a CCS** del trimestre es un 48,0% superior al del mismo trimestre del año anterior.
- El incremento del resultado de explotación recurrente a CCS 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 del tercer trimestre de 2010 se situó en 5.504 M€, incrementándose en 508 M€ respecto al cierre del segundo trimestre. El EBITDA del período ha absorbido casi totalmente las inversiones, el pago de impuestos, las cargas financieras y el pago del dividendo complementario de Repsol YPF. El ratio de deuda neta sobre capital empleado al cierre de septiembre de 2010, excluyendo Gas Natural Fenosa, se ha situado en el 17,4%.
- El 1 de octubre, Repsol y Sinopec firmaron una alianza en Brasil para crear una de las mayores energéticas privadas de Latinoamérica con un valor de 17.800 M\$. Repsol Brasil realizará una ampliación de capital por 7.100 M\$, que será suscrita en su totalidad por Sinopec. Tras la operación Repsol mantendrá el 60% del capital social. La transacción está pendiente de la autorización de las autoridades competentes. La operación se encuentra dentro de los objetivos establecidos en el Plan Estratégico.

1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09		Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
293	299	311	6,1	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	618	1.042	68,6
302	370	310	2,6	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	659	1.112	68,7
141	149	143	1,4	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	129	148	14,4
1.045	1.071	1.140	9,1	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.119	1.110	-0,7
327	340	346	5,8	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	328	345	5,2
290	229	359	23,8	INVERSIONES (M€)	942	726	-22,9
70	119	149	112,9	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	160	346	116,3
3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
68,1	78,2	76,9	12,9	Brent (\$/Bbl)	57,3	77,1	34,6
68,2	78,1	76,2	11,7	WTI (\$/Bbl)	57,3	77,7	35,6
3,4	4,1	4,4	29,4	Henry Hub (\$/MBtu)	3,9	4,6	17,9
3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
62,9	71,5	70,6	12,2	CRUDO (\$/Bbl)	53,4	71,5	33,9
2,1	2,6	2,7	28,6	GAS (\$/Miles scf)	2,2	2,7	22,7

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

La **producción** en este trimestre alcanzó los 346 Kbp/d, un 5,8% superior a la del mismo período de 2009. El mayor volumen de líquidos se explica principalmente por la incorporación de Barúa Motatán en Venezuela y por la mayor cuota en Libia, parcialmente compensado por el declino de campos en Shenzi debido a diversas paradas por mantenimiento y pruebas de producción. La mayor producción de gas se debe a la puesta en producción del proyecto Peru LNG, a mayores entregas de gas a PDVSA en Venezuela, y a la disminución de las incidencias operativas en los trenes de T&T.

El **resultado de explotación recurrente** en el tercer trimestre de 2010 ascendió a 310 M€ lo que representa un aumento del 2,6% frente al tercer trimestre de 2009.

La variación de resultados se explica principalmente por los mayores precios de crudo y gas y un mayor volumen de producción, parcialmente compensado por unos mayores costes exploratorios:

- Los precios de realización de crudo y del gas, netos del efecto de regalías, han tenido un impacto positivo de 76 M€. El incremento del 12,2% 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, por Shenzi, y a las de Libia.
- El mayor coste exploratorio, consecuencia de la mayor actividad y del impacto de los pozos Malbec y Asterix, ha impactado negativamente en 66 M€
- La apreciación del dólar frente al euro ha supuesto un mayor resultado de 26 M€
- Finalmente, otros efectos menores explican la diferencia restante.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** de los primeros nueve meses del año 2010 ha ascendido a 1.112 M€, lo que supone un aumento del 68,7% frente al mismo período de 2009. Esto se debe, principalmente, a los mayores precios internacionales de crudo y gas y al mayor volumen de producción.

La producción en el período (345 Kbp/d) ha sido un 5,2% superior a la del mismo período del año 2009 (328 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 .

Inversiones

Las **inversiones** del tercer trimestre de 2010 en el área de Upstream han alcanzado 359 M€. Las inversiones en desarrollo representaron un 45% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Venezuela (17%), Brasil (16%), Bolivia (15%), Trinidad y Tobago (14%), Perú (11%), Ecuador (8%), EE.UU. (7%) y España (7%). Las inversiones en exploración representaron un 32% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (78%).

En el acumulado del año 2010 las inversiones en Upstream ascendieron a 726 M€, un 22,9% inferiores a las del ejercicio 2009. La inversión en desarrollo representó el 46% del total y se realizaron principalmente en Trinidad y Tobago (21%), Bolivia (14%), Perú (11%), Libia (10%), Ecuador (9%) y USA (8%). Las inversiones en exploración representaron un 38% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (84%) y Venezuela (9%).

1.2.- GNL

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09		Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
5	-23	48	-	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	39	59	51,3
5	13	47	-	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	39	94	141,0
35,1	34,9	44,1	25,6	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	38,3	34,8	-9,1
47,5	52,8	67,9	42,9	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	133,2	174,4	30,9
33	33	5	-84,8	INVERSIONES (M€)	103	54	-47,6

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

El **resultado de explotación recurrente** en el tercer trimestre del 2010 se situó en 47 M€ de euros frente a los 5 M€ del mismo periodo del año anterior.

Los resultados del tercer 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** de los primeros 9 meses del año 2010 ha ascendido a 94 M€, con un aumento del 141,0% frente al mismo periodo del año anterior. Este aumento se explica fundamentalmente por los mayores márgenes y volúmenes en la comercialización de GNL.

Inversiones

Las **inversiones** del tercer trimestre y de los 9 primeros meses del año 2010 en el área de GNL han alcanzado respectivamente 5 M€ y 54 M€. Estas inversiones se han dedicado fundamentalmente a la construcción del tercer tanque de la terminal de Canaport LNG, que ha entrado en operación en el segundo trimestre.

1.3.- DOWNSTREAM
Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09		Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
110	372	251	128,2	RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	549	811	47,7
115	369	258	124,3	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	552	813	47,3
3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09		Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
210	538	205	-2,4	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	845	1.133	34,1
215	535	212	-1,4	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE (M€)	848	1.135	33,8
9.759	9.645	10.217	4,7	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	29.750	28.740	-3,4
541	607	669	23,7	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	1.706	1.917	12,3
652	712	666	2,1	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	2.236	2.255	0,9
463	479	415	-10,4	INVERSIONES (M€)	1.227	1.147	-6,5
3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
0,3	3,3	1,5	-	España	1,8	2,3	27,8

El resultado de explotación recurrente a CCS se situó en 258 M€, un 124,3% superior al del mismo trimestre de 2009. El resultado de explotación recurrente del tercer trimestre de 2010, que incluye un efecto patrimonial por un importe negativo de 46 M€, asciende a 212 M€ frente a los 215 M€ del mismo período de 2009 en el que hubo un efecto patrimonial positivo de 100 M€.

El aumento de 143 M€ del resultado de explotación recurrente a CCS del tercer 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 margen integrado de refino y marketing ha alcanzado 5,6 \$/bbl en el acumulado del año y continúa posicionándose entre los más sólidos del sector.

- 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 89 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 segundo trimestre consecutivo un resultado en terreno positivo, lo que ha implicado un mayor resultado de 82 M€ en comparación con el mismo trimestre del año anterior.
- Finalmente, la apreciación del dólar frente al euro y otros efectos menores, explican la diferencia restante.

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente a CCS de los primeros 9 meses del ejercicio 2010, excluyendo el efecto patrimonial, ha sido de 813 M€, un 47,3% superior a los 552 M€ obtenidos el año anterior, principalmente por la recuperación del negocio químico, el mayor resultado del negocio de Marketing, así como un resultado también superior en Refino.

Inversiones

Las **inversiones** en el área de Downstream en el tercer trimestre y 9 primeros meses de 2010 ascendieron a 415 M€ y 1.147 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)

3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09		Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
211	420	374	77,3	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	663	1.205	81,7
211	441	393	86,3	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	458	1.254	173,8
287	298	292	1,7	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	306	299	-2,4
1.567	1.449	1.456	-7,1	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.581	1.414	-10,6
566	556	551	-2,7	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	588	551	-6,3
3.220	3.387	3.634	12,9	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (Miles de toneladas)	10.448	10.504	0,5
457	325	437	-4,4	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS (Miles de toneladas)	1.073	1.071	-0,1
89	80	68	-23,6	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	312	250	-19,8
181	356	397	119,3	INVERSIONES (M€)	618	994	60,8
3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09	INDICADORES	Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
43,4	48,7	50,5	16,4	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE CRUDO (\$/Bbl)	41,7	48,7	16,8
1,7	2,0	1,7	0,0	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE GAS (**) (\$/Miles scf)	2,1	2,2	4,8
202	232	263	30,2	PETROQUÍMICA DERIVADA (\$/ton)	193	254	31,6

(*) 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 393 M€ en el tercer trimestre de 2010 frente a 211 M€ en el tercer trimestre de 2009, un 86,3% 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, dando lugar a un incremento de 182 M€

- El incremento de precios de combustibles en dólares en el mercado doméstico ha tenido un impacto positivo en el resultado de 203 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 50 M€
- Los mayores volúmenes de ventas de líquidos han aumentado el resultado operativo en 55 M€
- En gas, los mayores precios de venta al segmento industrial no han podido compensar los menores volúmenes, dando lugar a una variación negativa en el resultado operativo de 28 M€
- El incremento anual del 18% en los costes operativos, por una mayor actividad y aumento de precios, ha supuesto un menor resultado de 102 M€
- Otros efectos explican el resto de las variaciones.

La **producción** de líquidos en el trimestre aumenta un 1,7% como consecuencia del esfuerzo inversor apoyado en los programas de incentivos a la producción de crudo. Por su lado, la producción de gas cae un 7,1%. En conjunto, la producción ha sido inferior en un 2,7% a la del mismo período del año anterior por el declino de los campos.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** de los primeros 9 meses del año ascendió a 1.254 M€, un 173,8% 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.

En los primeros 9 meses del año, la producción ha sido de 551 Kbep/d con un descenso del 6,3% frente al mismo periodo del año anterior. El descenso ha sido del 10,6% en gas y 2,4% en líquidos. El menor descenso experimentado en la producción de crudo es consecuencia del esfuerzo inversor como respuesta al programa Petróleo Plus.

Inversiones

Las **inversiones** del tercer trimestre de 2010 en YPF han alcanzado 397 M€, de los cuales 270 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 90% de las inversiones en E&P se ha destinado a proyectos de desarrollo.

Durante los primeros 9 meses de 2010 las inversiones alcanzaron 994 M€, de los cuales 754 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 91% de las inversiones en E&P se destinó a proyectos de desarrollo

1.5.- GAS NATURAL FENOSA

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09		Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
226	295	198	-12,4	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	560	749	33,8
226	181	198	-12,4	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	560	635	13,4
277	148	155	-44,0	INVERSIONES (M€)	4.840	421	-91,3

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del tercer trimestre de 2010 ascendió a 198 M€, frente a los 226 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone una disminución del 12,4%.

La disminución de 28 M€ se ha producido principalmente por los menores resultados consecuencia de no disponer ya de determinados activos tras las desinversiones realizadas tras la compra de Unión Fenosa (sobre todo en los activos de Madrid, Colombia y México). En términos homogéneos, los resultados son muy similares, ya que la mejora de la actividad en Latinoamérica (mayores volúmenes de distribución de gas y electricidad, apreciación de las monedas locales y puesta en marcha del ciclo combinado de Norte Durango en México), se ha visto compensada por el menor resultado en electricidad en España.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** de los 9 primeros meses del año 2010 ha sido de 635 M€ en comparación con los 560 M€ del mismo periodo del año anterior. El resultado se ha incrementado en un 13,4% 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 tercer trimestre han alcanzado 155 M€. Las inversiones acumuladas durante los 9 primeros meses del año han sido 421 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 tercer trimestre de 2010 se registró un resultado recurrente negativo de 69 M€, frente a los 91 M€ del tercer 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 tercer trimestre del ejercicio 2010 (página 27 del presente avance de resultados).

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	2T10	3T10	% Variación 3T10/2T10	Ene-Sep 10
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	4.843	4.996	3,2	4.905
EBITDA	-2.141	-1.842	-14,0	-5.981
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	60	574	-	1.331
INVERSIONES (1)	1.108	1.199	8,2	2.963
DESINVERSIONES (2)	-25	-23	-8,0	-207
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	95	518	-	679
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	364	-303	-183,2	374
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	420	336	-20,0	1.063
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	272	49	-82,0	377
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	4.996	5.504	10,2	5.504
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	8.630	9.068	5,1	9.068
Ratio de endeudamiento				
CAPITAL EMPLEADO (M€)	32.123	31.618	-1,6	31.618
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	15,6	17,4	11,5	17,4
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	26,9	28,7	6,7	28,7
ROACE antes de no recurrentes (%)	9,2	8,1	-12,0	9,3

- (1) En el tercer trimestre de 2010 existen inversiones de carácter financiero por importe de 4 M€, no reflejadas en esta tabla.
 (2) Igualmente, en el tercer trimestre de 2010, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 25 M€

La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** se situó al cierre de septiembre de 2010 en 5.504 M€, superior a la de cierre del trimestre anterior en 508 M€, destacando el pago del dividendo complementario de Repsol YPF S.A. El EBITDA generado en el período ha permitido cubrir casi totalmente las inversiones, el pago de impuestos e intereses y el pago del dividendo complementario de Repsol YPF. La variación de la deuda es consecuencia, principalmente, de la variación en el fondo de maniobra comercial.

El ratio de la deuda neta sobre capital empleado a 30 de septiembre para el Grupo consolidado ex Gas Natural Fenosa se situó en un 17,4%. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, el ratio se sitúa en el 28,7%.

El **gasto financiero neto acumulado** al cierre de septiembre 2010 del Grupo ex Gas Natural Fenosa ha sido de 422 M€, frente a los 58 M€ del mismo periodo del ejercicio anterior, destacando los siguientes aspectos:

- **Intereses netos:** Incremento del gasto en 6 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 333 M€

Este menor ingreso por resultado de posiciones en 2010 tiene su origen en la positiva evolución de las divisas en las que el Grupo tiene sus posiciones naturales, principalmente \$ USA y reales brasileños. Al ser esta evolución positiva, el resultado por diferencias de cambio está afectando directamente al resultado operativo.

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.

- **Otros gastos financieros:** Mayor gasto financiero de 40 M€, destacando que en el 2010 se incorporan 3 nuevos metaneros y que el gasto por el leasing financiero para transporte por gasoducto del gas natural comercializado en USA y Canadá afecta a todo el ejercicio 2010 (a diferencia del año anterior).

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
-96	-97	-94	-2,1	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-275	-281	2,2
17	36	26	52,9	RESULTADO DE POSICIONES	368	35	-90,5
-35	-49	-35	-	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-115	-115	-
23	31	34	47,8	INTERCALARIOS	79	94	19,0
-52	-48	-55	5,8	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-115	-155	34,8
-143	-127	-124	-13,3	TOTAL	-58	-422	-

3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS

3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo efectivo del impuesto sobre sociedades para el tercer trimestre del 2010 ha sido del 43,5%, con un impuesto devengado de 376 M€. El tipo impositivo acumulado los 9 primeros meses del 2010 es del 43,5%, en línea con lo que se estima para el conjunto del año.

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
6,0	3,2	4,1	-31,7	UPSTREAM	-4,0	9,8	-
6,2	5,8	-1,8	-	GNL	34,6	16,0	-53,8
10,7	4,3	7,6	-29,0	DOWNSTREAM	19,9	24,3	22,1
-5,0	0,6	3,2	-	YPF	-0,6	3,9	-
0,6	0,1	0,5	-16,7	Gas Natural Fenosa	17,8	1,6	-91,0
18,5	14,0	13,6	-26,5	TOTAL	67,7	55,6	-17,9

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el tercer trimestre de 2010 a 14 M€, frente a los 19 M€ del mismo periodo del año anterior.

En el área de Upstream, la variación se debe al menor resultado de la sociedad Zhambay en el 3T10. 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, el incremento se debe a mayores resultados en Inversora Dock Sud, Central Dock Sud y Oiltanking Ebytem.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el tercer trimestre de 2010 ascendió a 56 M€ frente a 38 M€ del tercer trimestre de 2009. Este epígrafe recoge principalmente la participación de los accionistas minoritarios en el 14,9% del resultado de YPF desde que se realizó la venta de esta participación en febrero de 2008.

4.- HECHOS DESTACADOS

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

En la **Corporación**, el 1 de octubre, Repsol y Sinopec firmaron una alianza en Brasil para crear una de las mayores energéticas privadas de Latinoamérica con un valor de 17.800 M\$. Repsol Brasil realizará una ampliación de capital por 7.100 M\$, que será suscrita en su totalidad por Sinopec. Tras la operación Repsol mantendrá el 60% del capital social. La transacción está pendiente de la autorización de las autoridades competentes.

En **Upstream**, el 14 de octubre, Perupetro adjudicó las licencias de exploración de los lotes 176, 180, 182 y 184, en la Faja Plegada Subandina, a un consorcio formado por Repsol (25% operador), Ecopetrol (50%) e YPF (25%).

El 12 de octubre, el Departamento de Interior de Estados Unidos levantó la prohibición de perforación en aguas profundas del Golfo de México para aquellos operadores que cumplan con la normativa recientemente aprobada (1 de octubre) y demuestren que disponen de recursos adecuados para evitar "blow-outs". Antes del inicio de las operaciones, se debe inspeccionar el "rig" y los CEO de las compañías deben certificar que los proyectos de perforación cumplen con la normativa vigente.

El 20 de agosto, Repsol alcanzó un acuerdo con RAK Petroleum, petrolera pública de Emiratos Árabes, para la adquisición de un 50% de participación en el Bloque 47 (Jebel Hammah) de Omán. No obstante, el acuerdo está sujeto a la aprobación de las autoridades gubernamentales de Omán. La compañía RAK continuará como operador del bloque.

En **GNL**, el 7 de octubre, Repsol firmó un contrato de abastecimiento de gas con Qatargas. Repsol y Qatargas firmaron un acuerdo plurianual para el suministro de gas a la planta de regasificación Canaport LNG (Canadá)

5.- COMPARACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Con fecha 1 de julio de 2008 la participación del Grupo en Alberto Pascualini Refap, S.A. (REFAP) fue clasificada como "Activo no corriente mantenido para la venta" de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas. Sin embargo, el entorno global desfavorable del sector de negocio al que pertenece el activo, junto a la situación general de crisis financiera, impidieron que el proceso de venta iniciado por el Grupo concluyera con éxito. Por esta razón, en el cuarto trimestre de 2009 la participación en REFAP se integró de nuevo proporcionalmente en los estados financieros del Grupo.

Para facilitar la comparación entre 2010 y 2009, de acuerdo con lo previsto en la normativa contable aplicable (NIC 31 Participaciones en negocios conjuntos), los datos correspondientes al Grupo Consolidado de los nueve primeros meses y del tercer trimestre del ejercicio 2009 incluidos en el presente avance de resultados han sido adecuadamente modificados integrando proporcionalmente dicha sociedad durante los citados periodos. Las variaciones entre la cuenta de resultados consolidada correspondiente al primer, segundo y tercer trimestre y al acumulado a septiembre del ejercicio 2009 previamente publicadas y las incluidas en el presente avance de resultados se muestran en el cuadro a continuación:

	DATOS 1T09		
	Publicado 2009	Integración REFAP	Publicado 2010
EBITDA	1.443	28	1.471
Ingresos de explotación.....	11.292	284	11.576
Resultado de explotación.....	940	17	957
Resultado financiero.....	(37)	5	(32)
Resultado antes de impuestos y participadas	903	22	925
Impuesto sobre beneficios.....	(356)	(9)	(365)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	27	-	27
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-
Resultado consolidado del periodo	574	13	587

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	58	-	58
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	516	13	529

	DATOS 2T09		
	Publicado 2009	Integración REFAP	Publicado 2010
EBITDA	1.545	71	1.616
Ingresos de explotación.....	11.057	341	11.398
Resultado de explotación.....	643	53	696
Resultado financiero.....	1	48	49
Resultado antes de impuestos y participadas	644	101	745
Impuesto sobre beneficios.....	(255)	(40)	(295)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	22	-	22
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-
Resultado consolidado del periodo	411	61	472

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	38	-	38
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	373	61	434

	DATOS 3T09		
	Publicado 2009	Integración REFAP	Publicado 2010
EBITDA	1.815	19	1.834
Ingresos de explotación.....	12.371	351	12.722
Resultado de explotación.....	901	9	910
Resultado financiero.....	(242)	20	(222)
Resultado antes de impuestos y participadas	659	29	688
Impuesto sobre beneficios.....	(272)	(12)	(284)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	19	-	19
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-
Resultado consolidado del periodo	406	17	423

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	38	-	38
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	368	17	385

	Acumulado a Septiembre 09		
	Publicado 2009	Integración REFAP	Publicado 2010
EBITDA	4.803	118	4.921
Ingresos de explotación.....	34.720	976	35.696
Resultado de explotación.....	2.484	79	2.563
Resultado financiero.....	(278)	73	(205)
Resultado antes de impuestos y participadas	2.206	152	2.358
Impuesto sobre beneficios.....	(883)	(61)	(944)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	68	-	68
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-
Resultado consolidado del periodo	1.391	91	1.482

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	134	-	134
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.257	91	1.348

Madrid, 11 de noviembre de 2010

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 11 de noviembre de 2010 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 tercer 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 3^{er} 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-SEPTIEMBRE	
	3T09	2T10	3T10	2009	2010
EBITDA	1.834	2.472	2.198	4.921	7.067
Resultado de explotación.....	910	1.466	1.056	2.563	4.060
Resultado financiero.....	(222)	(218)	(192)	(205)	(659)
Resultado antes de impuestos y participadas	688	1.248	864	2.358	3.401
Impuesto sobre beneficios.....	(284)	(550)	(376)	(944)	(1.480)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	19	14	14	68	56
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del periodo	423	712	502	1.482	1.977
RESULTADO ATRIBUIDO A:					
Intereses minoritarios	38	62	54	134	191
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	385	650	448	1.348	1.786
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
* Euros/acción	0,32	0,53	0,37	1,12	1,46
* \$/ADR	0,47	0,65	0,50	1,63	2,00

(*) 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 1.208.784.757 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:

1,464 dólares por euro en 3T09
 1,227 dólares por euro en 2T10
 1,365 dólares por euro en 3T10

RESULTADOS DE REPSOL YPF AJUSTADOS POR NO RECURRENTES

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	TERCER TRIMESTRE 2009			ENERO-SEPTIEMBRE 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	910	(42)	868	2.563	(256)	2.307
Upstream.....	293	9	302	618	41	659
GNL.....	5	-	5	39	-	39
Downstream.....	210	5	215	845	3	848
YPF.....	211	-	211	663	(205)	458
Gas Natural Fenosa.....	226	-	226	560	-	560
Corporación y otros.....	(35)	(56)	(91)	(162)	(95)	(257)
Resultado financiero.....	(222)	-	(222)	(205)	-	(205)
Resultado antes de impuestos y participadas	688	(42)	646	2.358	(256)	2.102
Impuesto sobre beneficios.....	(284)	18	(266)	(944)	129	(815)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	19	-	19	68	-	68
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del periodo.....	423	(24)	399	1.482	(127)	1.355
RESULTADO ATRIBUIDO A:						
Intereses minoritarios	38	-	38	134	(18)	116
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	385	(24)	361	1.348	(109)	1.239
	SEGUNDO TRIMESTRE 2010			ENERO-JUNIO 2010		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	1.466	(38)	1.428	3.004	(114)	2.890
Upstream.....	299	71	370	731	71	802
GNL.....	(23)	36	13	11	36	47
Downstream.....	538	(3)	535	928	(5)	923
YPF.....	420	21	441	831	30	861
Gas Natural Fenosa.....	295	(114)	181	551	(114)	437
Corporación y otros.....	(63)	(49)	(112)	(48)	(132)	(180)
Resultado financiero.....	(218)	15	(203)	(467)	15	(452)
Resultado antes de impuestos y participadas	1.248	(23)	1.225	2.537	(99)	2.438
Impuesto sobre beneficios.....	(550)	15	(535)	(1.104)	28	(1.076)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	14	-	14	42	-	42
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del periodo.....	712	(8)	704	1.475	(71)	1.404
RESULTADO ATRIBUIDO A:						
Intereses minoritarios	62	4	66	137	(12)	125
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	650	(12)	638	1.338	(59)	1.279
	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

**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-SEPTIEMBRE	
	3T09	2T10	3T10	2009	2010
Upstream	840	1.008	986	2.062	2.997
Norteamérica y Brasil	209	248	209	393	663
Norte de África	225	263	233	501	749
Resto del Mundo	423	509	557	1.229	1.626
Ajustes	(17)	(12)	(13)	(61)	(41)
GNL	252	258	297	805	891
Downstream	8.605	9.551	9.477	23.944	27.425
Europa	8.002	8.742	8.737	22.216	25.288
Resto del Mundo	1.018	1.289	1.246	2.805	3.665
Ajustes	(415)	(480)	(506)	(1.077)	(1.528)
YPF	2.017	2.867	2.849	6.360	8.218
Upstream	947	1.266	1.241	3.337	3.660
Downstream	1.626	2.411	2.496	4.861	7.025
Corporación	74	92	97	192	248
Ajustes	(630)	(902)	(985)	(2.030)	(2.715)
Gas Natural Fenosa	1.268	1.441	1.502	3.299	4.494
Corporación, otros y ajustes	(260)	(384)	(433)	(774)	(1.030)
TOTAL	12.722	14.741	14.678	35.696	42.995

**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-SEPTIEMBRE	
	3T09	2T10	3T10	2009	2010
Upstream	293	299	311	618	1.042
Norteamérica y Brasil	39	27	(31)	31	34
Norte de Africa	166	184	175	324	557
Resto del Mundo	88	88	167	263	451
GNL	5	(23)	48	39	59
Downstream	210	538	205	845	1.133
Europa	176	480	154	654	986
Resto del Mundo	34	58	51	191	147
YPF	211	420	374	663	1.205
Upstream	108	235	204	608	693
Downstream	124	240	205	141	633
Corporación	(21)	(55)	(35)	(86)	(121)
Gas Natural Fenosa	226	295	198	560	749
Corporación, otros y ajustes	(35)	(63)	(80)	(162)	(128)
TOTAL	910	1.466	1.056	2.563	4.060

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-SEPTIEMBRE	
	3T09	2T10	3T10	2009	2010
Upstream	510	615	613	1.143	1.894
Norteamérica y Brasil	170	154	142	234	463
Norte de África	178	203	196	383	612
Resto del Mundo	162	258	275	526	819
GNL	35	48	87	108	201
Downstream	371	684	369	1.319	1.551
Europa	317	622	299	1.058	1.355
Resto del Mundo	54	62	70	261	196
YPF	593	874	834	1.667	2.518
Upstream	428	606	590	1.434	1.797
Downstream	166	284	256	275	772
Corporación	(1)	(16)	(12)	(42)	(51)
			-		
Gas Natural Fenosa	383	331	356	903	1.086
Corporación, otros y ajustes	(58)	(80)	(61)	(219)	(183)
TOTAL	1.834	2.472	2.198	4.921	7.067

**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-SEPTIEMBRE	
	3T09	2T10	3T10	2009	2010
Upstream	290	229	359	942	726
Norteamérica y Brasil	119	120	168	368	335
Norte de Africa	82	13	55	226	81
Resto del Mundo	89	96	136	348	310
GNL	33	33	5	103	54
Downstream	463	479	415	1.227	1.147
Europa	449	443	389	1.187	1.062
Resto del Mundo	14	36	26	40	85
YPF	181	356	397	618	994
Upstream	120	280	270	478	754
Downstream	41	65	116	100	214
Corporación	20	11	11	40	26
Gas Natural Fenosa	277	148	155	4.840	421
Corporación, otros y ajustes	25	17	15	81	42
TOTAL	1.269	1.262	1.346	7.811	3.384

BALANCE DE SITUACIÓN COMPARATIVO DE REPSOL YPF

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	SEPTIEMBRE
	2009	2010
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	4.733	4.911
Otro inmovilizado intangible	2.085	2.553
Inmovilizado material	31.900	33.311
Inversiones inmobiliarias	35	33
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	531	573
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.559	1.579
Otros	173	136
Activos por impuestos diferidos	2.021	2.166
Otros activos no corrientes.....	273	370
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	746	268
Existencias	4.233	5.368
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.773	7.859
Otros activos financieros corrientes	713	816
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.308	2.506
TOTAL ACTIVO	58.083	62.449
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	19.951	21.518
Atribuido a los intereses minoritarios	1.440	1.566
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	124	96
Provisiones no corrientes	3.097	3.408
Pasivos financieros no corrientes	15.411	15.483
Pasivos por impuesto diferido	3.395	3.565
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	1.919	2.553
Otros	753	743
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	185	95
Provisiones corrientes	282	209
Pasivos financieros corrientes	3.499	4.012
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	172	198
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	7.855	9.003
TOTAL PASIVO	58.083	62.449

(*) 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-SEPTIEMBRE	
	2009	2010
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION		
Resultado antes de impuestos y participadas	2.358	3.401
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	2.617	2.990
Otros ajustes del resultado (netos)	(54)	676
EBITDA	4.921	7.067
Cambios en el capital corriente	(188)	(1.663)
Cobros de dividendos	52	47
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(845)	(1.190)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(256)	(245)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(1.049)	(1.388)
	3.684	4.016
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(4.463)	(39)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(3.207)	(3.164)
Otros activos financieros	(141)	(181)
Total Inversiones	(7.811)	(3.384)
Cobros por desinversiones	639	884
Otros flujos de efectivo	54	5
	(7.118)	(2.495)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	51	-
Cobros por emisión de pasivos financieros	8.552	7.270
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(4.232)	(7.084)
Pagos por dividendos	(1.382)	(701)
Pagos de intereses	(574)	(710)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	565	(142)
	2.980	(1.367)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.922	2.308
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	(454)	154
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	(29)	44
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.439	2.506

RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO CONSOLIDADO GRUPO

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DEUDA NETA - GRUPO CONSOLIDADO (M€)	2T 10	3T 10	% Variación	Ene-Sep 2010
			3T10/2T10	
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	10.926	10.671	-2,3	10.928
EBITDA	-2.472	-2.198	-11,1	-7.067
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	198	653	229,8	1.663
INVERSIONES (1)	1.257	1.341	6,7	3.372
DESINVERSIONES (2)	-614	-34	-94,5	-810
DIVIDENDOS PAGADOS (incluye los de sociedades afiliadas)	102	520	409,8	701
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	445	-380	-185,4	447
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	475	408	-14,1	1.190
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	354	256	-27,7	813
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	10.671	11.237	5,3	11.237
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	14.484	14.981	3,4	14.981

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	38.522	38.065	-1,2	38.065
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	27,7	29,5	6,5	29,5
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	37,6	39,4	4,8	39,4
ROACE antes de no recurrentes (%)	8,9	6,9	-22,5	8,4

(1) En el tercer trimestre 2010, existen inversiones de carácter financiero por importe de 5 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) En el tercer trimestre 2010, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 26 M€, no reflejadas en esta tabla.

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2009	2T 2010	3T 2010	% Variación 3T10/3T09	RESULTADO FINANCIERO GRUPO CONSOLIDADO (M€)	Ene-Sep 2009	Ene-Sep 2010	% Variación 10/09
-168	-166	-160	-4,8	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-446	-490	9,9
19	37	27	42,1	RESULTADO DE POSICIONES	378	37	-90,2
-40	-52	-39	-2,5	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-123	-125	1,6
30	36	37	23,3	INTERCALARIOS	92	106	15,2
-63	-73	-57	-9,5	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-106	-187	76,4
-222	-218	-192	-13,5	TOTAL	-205	-659	221,5

TABLAS



PRINCIPALES MAGNITUDES
FÍSICAS DEL 3T 2010

MAGNITUDES DE UPSTREAM

	Unidad	2009				2010				% Variación 10 / 09
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum.	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum.	
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	317	340	327	328	350	340	346	345	5,2%
Producción de Líquidos	K Bep/día	113	132	141	129	151	149	143	148	14,4%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	12	31	46	30	41	40	36	39	30,3%
Norte de África	K Bep/día	40	39	37	39	46	44	41	44	12,4%
Resto del Mundo	K Bep/día	61	62	58	60	64	65	66	65	7,8%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	204	208	186	199	199	191	203	198	-0,7%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	1	2	3	2	2	2	2	2	33,3%
Norte de África	K Bep/día	14	13	7	11	6	6	6	6	-47,9%
Resto del Mundo	K Bep/día	189	193	176	186	191	182	195	189	1,8%

MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2009				2010				% Variación 10 / 09
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum.	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum.	
CRUDO PROCESADO	M tep	9,8	8,7	8,6	27,1	7,7	8,6	9,5	25,8	-4,9%
Europa	M tep	8,2	7,1	7,1	22,3	6,2	7,1	8,0	21,3	-4,6%
Resto del Mundo	M tep	1,6	1,6	1,6	4,8	1,6	1,5	1,4	4,5	-6,1%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	10.053	9.938	9.759	29.750	8.878	9.645	10.217	28.740	-3,4%
Ventas Europa	Kt	8.522	8.279	8.242	25.043	7.244	8.077	8.600	23.921	-4,5%
Marketing Propio	Kt	5.256	5.344	5.343	15.943	4.963	5.222	5.466	15.651	-1,8%
Productos claros	Kt	4.386	4.416	4.489	13.291	4.311	4.381	4.585	13.277	-0,1%
Otros productos	Kt	870	928	854	2.652	652	841	881	2.374	-10,5%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.786	1.560	1.526	4.872	1.328	1.401	1.419	4.148	-14,9%
Productos claros	Kt	1.278	1.064	1.080	3.422	908	1.006	992	2.906	-15,1%
Otros productos	Kt	508	496	446	1.450	420	395	427	1.242	-14,3%
Exportaciones	Kt	1.480	1.375	1.373	4.228	953	1.454	1.715	4.122	-2,5%
Productos claros	Kt	527	549	412	1.488	278	370	444	1.092	-26,6%
Otros productos	Kt	953	826	961	2.740	675	1.084	1.271	3.030	10,6%
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.531	1.659	1.517	4.707	1.634	1.568	1.617	4.819	2,4%
Marketing Propio	Kt	418	478	460	1.356	440	476	441	1.357	0,1%
Productos claros	Kt	354	379	378	1.111	375	367	368	1.110	-0,1%
Otros productos	Kt	64	99	82	245	65	109	73	247	0,8%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	808	852	832	2.492	862	903	876	2.641	6,0%
Productos claros	Kt	561	593	626	1.780	639	660	660	1.959	10,1%
Otros productos	Kt	247	259	206	712	223	243	216	682	-4,2%
Exportaciones	Kt	305	329	225	859	332	189	300	821	-4,4%
Productos claros	Kt	140	212	161	513	113	76	103	292	-43,1%
Otros productos	Kt	165	117	64	346	219	113	197	529	52,9%
QUÍMICA										
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	458	707	541	1.706	641	607	669	1.917	12,3%
Europa	Kt	412	577	462	1.451	540	545	584	1.669	15,0%
Básica	Kt	74	173	103	350	178	207	208	593	69,5%
Derivada	Kt	338	404	359	1.101	363	337	376	1.076	-2,3%
Resto del Mundo	Kt	46	130	79	255	101	62	85	248	-2,8%
Básica	Kt	0	25	16	40	25	22	15	62	54,2%
Derivada	Kt	46	106	64	215	76	40	70	186	-13,5%
GLP										
GLP comercializado	Kt	871	713	652	2.236	877	712	666	2.255	0,9%
Europa	Kt	577	372	283	1.232	581	349	259	1.189	-3,5%
Resto del Mundo	Kt	294	341	369	1.004	296	363	407	1.066	6,2%

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.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum	
UPSTREAM										
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	601	598	566	588	550	556	551	551	-6,3%
Producción de Líquidos	K Bep/día	323	310	287	306	308	298	292	299	-2,4%
Argentina	K Bep/día	320	307	285	304	306	297	291	297	-2,1%
Resto del Mundo	K Bep/día	3	2	2	2	2	2	2	2	-31,9%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	278	288	279	282	242	258	259	252	-10,6%
Argentina	K Bep/día	277	288	279	281	242	258	259	251	-10,6%
Resto del Mundo	K Bep/día	1	0	0	0	0	0	1	0	-2,7%
DOWNSTREAM										
CRUDO PROCESADO	M tep	4,0	4,2	3,7	11,9	4,0	3,7	3,9	11,6	-2,1%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS (*)	Kt	3.539	3.689	3.220	10.448	3.483	3.387	3.634	10.504	0,5%
Marketing Propio	Kt	2.684	2.829	2.713	8.226	2.687	2.754	3.068	8.509	3,4%
Productos claros	Kt	2.213	2.157	2.181	6.552	2.285	2.267	2.323	6.875	4,9%
Otros productos	Kt	472	671	532	1.674	402	487	745	1.634	-2,4%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	316	324	244	884	325	261	271	857	-3,1%
Productos claros	Kt	208	205	178	591	175	123	114	412	-30,3%
Otros productos	Kt	108	119	66	293	149	137	158	444	51,6%
Exportaciones	Kt	539	536	263	1.338	472	373	294	1.139	-14,9%
Productos claros	Kt	186	168	134	487	104	106	100	311	-36,3%
Otros productos	Kt	353	368	130	851	368	266	194	828	-2,6%
QUÍMICA										
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	270	346	457	1.073	309	325	437	1.071	-0,1%
Básica	Kt	43	46	44	134	50	42	47	140	5,0%
Derivada	Kt	226	300	413	939	258	283	390	931	-0,9%
GLP										
GLP comercializado	Kt	113	109	89	312	103	80	68	250	-19,8%

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.