

Avance de Resultados 2T 2010



REPSOL

Madrid, 29 de julio de 2010

ÍNDICE:

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO 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
<u>TABLAS:</u>	
RESULTADOS 2T 2010	18
PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 2T 2010.....	28

Mejora sustancial de las variables de negocio

Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2009 (*)	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09	RESULTADOS SEGUNDO TRIMESTRE 2010	Ene-Jun 2009 (*)	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
RESULTADO CONTABLE A CCS (M€)							
477	1.336	1.300	172,5	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	1.457	2.636	80,9
296	555	535	80,7	RESULTADO NETO CCS	845	1.090	29,0
INDICADORES PROFORMA A CCS (M€)							
481	1.260	1.262	162,4	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	1.243	2.522	102,9
326	508	523	60,4	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	760	1.031	35,7
RESULTADO CONTABLE (M€)							
696	1.538	1.466	110,6	RESULTADO DE EXPLOTACION	1.653	3.004	81,7
434	688	650	49,8	RESULTADO NETO	963	1.338	38,9
INDICADORES PROFORMA (M€)							
700	1.462	1.428	104,0	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	1.439	2.890	100,8
464	641	638	37,5	RESULTADO NETO RECURRENTE	878	1.279	45,7
BENEFICIO POR ACCIÓN							
0,36	0,56	0,53	47,2	Euros por acción	0,80	1,10	37,5
0,51	0,76	0,65	27,5	Dólares por acción	1,13	1,34	18,6

(*) Los datos correspondientes al segundo trimestre 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 segundo trimestre de 2010 (ver apartado 5: Comparación de la información)

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2010

- El resultado de explotación a CCS del trimestre es un 172,5% superior al del mismo trimestre del año anterior. El **resultado de explotación recurrente a CCS** del trimestre ha aumentado un 162,4% frente al mismo trimestre del año anterior y está en línea con el obtenido en el trimestre precedente.
- 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) que también han impactado en nuestros negocios (margen integrado de refino y marketing, resultados positivos de nuestro negocio químico y gestión de los precios en las estaciones de servicio en Argentina).
- La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** se situó al cierre de junio de 2010 en 4.996 M€, sin cambios significativos con respecto al trimestre anterior. El EBITDA generado en el período, superior en un 7,2% al del trimestre anterior, ha permitido cubrir las inversiones, el pago de impuestos, dividendos e intereses. El ratio de la deuda neta sobre capital empleado a 30 de junio para el Grupo consolidado ex Gas Natural Fenosa se situó en un 15,6%. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, el ratio se sitúa en el 26,9%.
- El día 12 de mayo, se firmó en Caracas la constitución de la empresa mixta PetroCarabobo S.A., encargada del desarrollo de las reservas de crudo pesado del Proyecto Carabobo, en Venezuela.
- En mayo de 2010, Repsol informó formalmente a la Compañía Nacional del Petróleo Iraní (NIOC) y a Shell de su decisión de discontinuar su participación en el Proyecto Persian LNG.
- El 8 de junio, los socios del bloque Caipipendi (Repsol 37,5%, BG 37,5% y Pan American Energy 25%) firmaron la decisión final de inversión de la primera fase del proyecto de desarrollo de Margarita, en Bolivia.
- El día 10 de Junio, se inauguró la primera planta de licuefacción de gas de Sudamérica, en Pampa Melchorita, 170 kilómetros al sur de Lima (Perú). La planta forma parte del proyecto Perú LNG.

1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09		Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
140	432	299	113,6	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	325	731	124,9
172	432	370	115,1	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	357	802	124,6
132	151	149	12,9	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	123	150	21,9
1.166	1.119	1.071	-8,1	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.156	1.095	-5,3
340	350	340	0,0	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	329	345	4,9
338	138	229	-32,2	INVERSIONES (M€)	652	367	-43,7
62	78	119	91,9	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	90	197	118,9
2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
59,1	76,4	78,2	32,3	Brent (\$/Bbl)	51,7	77,3	49,5
59,8	78,9	78,1	30,6	WTI (\$/Bbl)	51,7	78,5	51,8
3,5	5,3	4,1	17,1	Henry Hub (\$/MBtu)	4,2	4,7	11,9
2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
53,9	72,2	71,5	32,7	CRUDO (\$/Bbl)	47,2	71,9	52,3
2,0	2,7	2,6	30,0	GAS (\$/Miles scf)	2,2	2,7	22,7

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

El **resultado de explotación recurrente** en el segundo trimestre de 2010 ascendió a 370 M€ lo que representa un aumento del 115,1% frente al segundo trimestre de 2009.

La diferencia de 198 M€ entre los trimestres mencionados se explica principalmente por los mayores precios de crudo y gas y el cambio en el mix de producción:

- Los precios de realización de crudo y del gas, netos del efecto de regalías, han tenido un impacto positivo de 160 M€. El incremento del 32,7% en el precio de realización de crudo está en línea con la variación experimentada por el Brent debido al mayor peso de las ventas de Estados Unidos por la entrada de Shenzi y a las de Libia por mayor cuota.
- El mayor volumen de producción de líquidos ha tenido un efecto positivo de 105 M€.
- El mayor coste exploratorio, consecuencia de la mayor actividad, en especial la actividad sísmica, ha impactado negativamente en 51 M€.
- La apreciación del dólar frente al euro ha supuesto un mayor resultado de 26 M€.
- Finalmente, las mayores amortizaciones, por el incremento del volumen de producción en Estados Unidos y otros efectos menores explican la diferencia restante.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 340 Kbp/d, en línea con la del mismo período de 2009. El incremento de líquidos ha mejorado el mix de producción. Este mayor volumen de líquidos se explica principalmente por la producción del campo Shenzi en Estados Unidos, por la mayor cuota en Libia y por la incorporación de Barúa Motatán en Venezuela. La menor producción de gas se debe a incidencias operativas y paradas en los trenes de

Atlantic y Atlas Metanol en Trinidad y Tobago, al cambio de coeficiente en la nueva etapa contractual en Argelia y al impacto de los mayores precios en el PSC, así como a las menores entregas de gas a PDVSA y la venta de Barrancas en Venezuela, parcialmente compensado por la puesta en producción del proyecto Peru LNG al final de este trimestre.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del primer semestre del año 2010 ha ascendido a 802 M€, lo que supone un aumento del 124,6% 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 primer semestre del año 2010 (345 Kbp/d) ha sido un 4,9% superior a la del mismo período del año 2009 (329 Kbp/d) principalmente por la puesta en marcha de Shenzi, mejorando así su mix de producción.

Inversiones

Las **inversiones** del segundo trimestre de 2010 en el área de Upstream han alcanzado 229 M€. Las inversiones en desarrollo representaron un 43% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Trinidad y Tobago (23%), Bolivia (14%), EE.UU. (14%), Libia (11%), Ecuador (11%) y Perú (10%). Las inversiones en exploración representaron un 46% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (91%).

En el primer semestre del año 2010 las inversiones en Upstream ascendieron a 367 M€, un 43,7% inferiores a las del ejercicio 2009. La inversión en desarrollo representó el 47% del total y se realizaron principalmente en Trinidad y Tobago (28%), Libia (14%), Bolivia (13%), Perú (11%) y Ecuador (10%). Las inversiones en exploración representaron un 44% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (88%) y Venezuela (10%).

1.2.- GNL
Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09		Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
23	34	-23	-	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	34	11	-67,6
23	34	13	-43,5	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	34	47	38,2
37,0	25,5	34,9	-5,7	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	40,0	30,2	-24,5
47,2	53,7	52,8	11,9	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	85,7	106,5	24,3
40	16	33	-17,5	INVERSIONES (M€)	70	49	-30,0

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

El **resultado de explotación recurrente** en el segundo trimestre del 2010 se situó en 13 M€ de euros frente a los 23 M€ del mismo período del año anterior.

Los resultados del segundo trimestre de 2010 han disminuido fundamentalmente por los menores márgenes de comercialización de GNL, parcialmente compensados por un mayor volumen comercializado.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del primer semestre del año 2010 ha ascendido a 47 M€, con un aumento del 38,2% frente al mismo período del año anterior. Este aumento se explica fundamentalmente por los mayores volúmenes en la comercialización de GNL y por el mejor resultado de BBE.

Inversiones

Las **inversiones** del segundo trimestre y del primer semestre del año 2010 en el área de GNL han alcanzado respectivamente 33 M€ y 49 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)

2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09		Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
106	188	372	250,9	RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	439	560	27,6
109	186	369	238,5	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	437	555	27,0
2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09		Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
325	390	538	65,5	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	635	928	46,1
328	388	535	63,1	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE (M€)	633	923	45,8
9.938	8.878	9.645	-2,9	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	19.991	18.523	-7,3
707	641	607	-14,1	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	1.165	1.248	7,1
713	877	712	-0,1	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	1.584	1.589	0,3
431	253	479	11,1	INVERSIONES (M€)	764	732	-4,2
2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
0,5	2,1	3,3	-	España	2,5	2,8	12,0

El resultado de explotación recurrente a CCS se situó en 369 M€, un 238,5% superior al del mismo trimestre de 2009. El resultado de explotación recurrente del segundo trimestre de 2010, que incluye un efecto patrimonial por un importe positivo de 166 M€, asciende a 535 M€ frente a los 328 M€ del mismo período de 2009 en el que hubo un efecto patrimonial positivo de 219 M€.

El aumento de 260 M€ del resultado de explotación recurrente a CCS del segundo trimestre de 2010 frente al mismo período de 2009 se explica por el mayor margen de refino motivado por la apertura de los diferenciales tanto de crudos ligeros y pesados como de destilados medios y la recuperación química así como por la solidez del negocio de Marketing.

- El aumento del margen de refino de la Compañía, aún a pesar de la ligera disminución en el volumen destilado, ha impactado positivamente en 94 M€ en el resultado del negocio de **Refino**.
- El buen comportamiento del negocio de **Marketing**, con sólidos márgenes y mejora en el mix de ventas hacia productos de mayor margen, ha impactado positivamente el resultado en 22 M€.
- El negocio de **Química**, con la recuperación de márgenes, alcanza un resultado positivo en el trimestre, lo que ha implicado un mayor resultado de 81 M€.
- Finalmente, la apreciación del dólar frente al euro y el comportamiento positivo del resto de negocios, a excepción del **GLP**, con márgenes inferiores derivados del efecto decalaje en la nueva fórmula de precio del envasado, explican la diferencia restante.

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente a CCS del primer semestre del ejercicio 2010, excluyendo el efecto patrimonial, ha sido de 555 M€, un 27,0% superior a los 437 M€ obtenidos el año anterior, principalmente por la recuperación del negocio químico y el mayor resultado del negocio de Marketing.

Inversiones

Las **inversiones** en el área de Downstream en el segundo trimestre y primer semestre de 2010 ascendieron a 479 M€ y 732 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)

2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09		Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
129	411	420	225,6	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	452	831	83,8
95	420	441	364,2	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	247	861	248,6
310	308	298	-3,9	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	316	303	-4,3
1.619	1.357	1.449	-10,5	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.589	1.392	-12,4
598	550	556	-7,0	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	599	551	-8,1
3.689	3.483	3.387	-8,2	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (Miles de toneladas)	7.228	6.870	-5,0
346	309	325	-6,1	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS (Miles de toneladas)	615	634	3,0
109	103	80	-26,6	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	223	182	-18,1
201	241	356	77,1	INVERSIONES (M€)	437	597	36,6
2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09	INDICADORES	Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
42,4	46,7	48,7	14,9	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE CRUDO (\$/Bbl)	40,9	47,7	16,6
1,8	3,1	2,0	11,1	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE GAS (**) (\$/Miles scf)	2,3	2,5	8,7
182	262	232	27,5	PETROQUÍMICA DERIVADA (\$/ton)	185	247	33,5

(*) 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 441 M€ en el segundo trimestre de 2010 frente a 95 M€ en el segundo trimestre de 2009, un 364,2% superior.

Los mayores precios domésticos en dólares y los mayores precios internacionales continúan motivando 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 346 M€

- El incremento de precios de combustibles en dólares en el mercado doméstico ha tenido un impacto positivo en el resultado de 253 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 159 M€
- Los menores volúmenes de venta de líquidos han disminuido el resultado operativo en 76 M€
- En gas, los mejores precios, fundamentalmente al sector industrial, han compensado el descenso de volúmenes. Estos efectos han dado lugar a una variación positiva en el resultado operativo de 19 M€
- Otros efectos, entre los que destacan el impacto positivo de Petróleo Plus, explican el resto de las variaciones.

La **producción** en este trimestre ha sido inferior en un 7,0% a la del mismo período del año anterior por declino de los campos. La caída es superior en gas con un 10,5% que en líquidos con un 3,9%, principalmente por el esfuerzo inversor en este último dado los beneficios de Petróleo Plus y al aumento de precios.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del primer semestre del año ascendió a 861 M€, un 248,6% 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 el primer semestre del año, la producción ha sido de 551 Kbp/d con un descenso del 8,1% frente al mismo periodo del año anterior. El descenso ha sido del 12,4% en gas y 4,3% en líquidos. El menor descenso experimentado en la producción de crudo es consecuencia del esfuerzo inversor como respuesta al programa Petróleo Plus y al aumento de precios.

Inversiones

Las **inversiones** del segundo trimestre de 2010 en YPF han alcanzado 356 M€, de los cuales 280 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 86% de las inversiones en E&P se ha destinado a proyectos de desarrollo.

Durante el primer semestre de 2010 las inversiones alcanzaron 597 M€, de los cuales 484 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 90% de las inversiones en E&P se destinó a proyectos de desarrollo.

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

2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09		Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
165	256	295	78,8	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	334	551	65,0
165	256	181	9,7	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	334	437	30,8
2.600	118	148	-94,3	INVERSIONES (M€)	4.563	266	-94,2

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del segundo trimestre de 2010 ascendió a 181 M€, frente a los 165 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 9,7%.

El aumento de 16 M€ se ha producido principalmente por la integración de los resultados de Unión Fenosa en Gas Natural SDG desde el 30 de abril del 2009.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del primer semestre del año 2010 ha sido de 437 M€ en comparación con los 334 M€ del mismo periodo del año anterior. El resultado se ha incrementado en un 30,8% 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 correspondientes a la consolidación proporcional del 30,01% en Repsol durante el segundo trimestre han alcanzado 148 M€. Las inversiones acumuladas durante el semestre han sido 266 M€ y se han destinado fundamentalmente a las actividades de Distribución de Gas y Electricidad, tanto en España como en Latinoamérica y a la 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 segundo trimestre de 2010 se registró un resultado recurrente negativo de 112 M€, frente a los 83 M€ del segundo trimestre de 2009. Las diferencias corresponden principalmente a reclasificaciones con los negocios.

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 segundo 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	1T10	2T10	% Variación 2T10/1T10	Ene-Jun 10
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	4.905	4.843	-1,3	4.905
EBITDA	-1.998	-2.141	7,2	-4.139
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	697	60	-91,4	757
INVERSIONES (1)	656	1.108	68,9	1.764
DESINVERSIONES (2)	-159	-25	-84,3	-184
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	66	95	43,9	161
EFFECTOS TIPO DE CAMBIO	313	364	16,3	677
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	307	420	36,8	727
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	56	272	385,7	328
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	4.843	4.996	3,2	4.996
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	8.433	8.630	2,3	8.630

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	30.378	32.123	5,7	32.123
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	15,9	15,6	-1,9	15,6
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	27,8	26,9	-3,2	26,9
ROACE antes de no recurrentes (%)	10,3	9,2	-10,7	9,7

- (1) En el segundo trimestre de 2010 existen inversiones de carácter financiero por importe de 5 M€, no reflejadas en esta tabla.
 (2) Igualmente, en el segundo trimestre de 2010, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 33 M€.

La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** se situó al cierre de junio de 2010 en 4.996 M€, en línea con la del cierre del trimestre anterior.

El EBITDA generado en el período, superior en un 7,2% al del trimestre anterior, ha permitido cubrir las inversiones, el pago de impuestos, dividendos e intereses.

La fuerte apreciación del dólar USD frente al euro en el periodo ha impactado negativamente en la evolución de la deuda neta. El ratio de deuda neta sobre capital empleado no se ha visto afectado al estar gran parte de los activos operativos nominados en dólar USD, beneficiándose de la apreciación de esta moneda al igual que los flujos operativos de los negocios.

El ratio de la deuda neta sobre capital empleado a 30 de junio para el Grupo consolidado ex Gas Natural Fenosa se situó en un 15,6%. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, el ratio se sitúa en el 26,9%.

El **gasto financiero neto acumulado** al cierre de junio 2010 del Grupo ex Gas Natural Fenosa ha sido de 298 M€, frente a los 85 M€ de ingreso financiero del mismo periodo 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 primer semestre 2009.

▪ **Resultado de posiciones:**

En el resultado por posiciones del **primer semestre 2009** (+351 M€) tuvo un impacto muy significativo: 1) la depreciación del peso argentino frente al dólar USD (la moneda funcional de YPF es el dólar USD y la posición financiera neta en el balance es acreedora), y 2) la depreciación del dólar USD frente al euro, principalmente en la segunda parte del semestre, afectando al valor de las posiciones pasivas en dólares de cobertura del resultado operativo.

En el **primer semestre 2010**, el dólar USD se ha apreciado fuertemente frente al euro, por lo que la diferencia de cambio positiva se encuentra en el resultado operativo de los negocios. El resultado por posiciones tiene su origen fundamentalmente en la depreciación del peso argentino frente al dólar USD, compensado parcialmente por la evolución de otras monedas y por el gasto financiero de derivados de cobertura de corto plazo.

- **Otros gastos financieros:** Mayor gasto financiero de 34 M€, destacando la incorporación en 2009 (marzo y julio) del gasto por el leasing financiero para transporte por gasoducto del gas natural comercializado en USA y Canadá.

Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
-92	-92	-97	5,4	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-179	-189	5,6
240	-27	36	-85,0	RESULTADO DE POSICIONES	351	8	-97,7
-34	-31	-49	44,1	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-79	-79	0,0
20	29	31	55,0	INTERCALARIOS	56	60	7,1
-38	-50	-48	26,3	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-64	-98	53,1
95	-171	-127	-	TOTAL	85	-298	-

3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS

3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo efectivo del impuesto sobre sociedades para el segundo trimestre del 2010 ha sido del 44%, con un impuesto devengado de 550 M€. El tipo impositivo para el semestre es del 43,5%, en línea con lo que se estima para el año 2010.

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
-9,2	2,5	3,2	-	UPSTREAM	-10,0	5,7	-
12,6	12,0	5,8	-53,9	GNL	28,3	17,8	-37,1
6,1	12,4	4,3	-29,5	DOWNSTREAM	9,2	16,7	81,5
3,9	0,1	0,6	-84,6	YPF	4,4	0,7	-84,1
8,5	1,1	0,1	-98,8	Gas Natural Fenosa	17,2	1,1	-93,6
21,9	28,1	14,0	-36,1	TOTAL	49,1	42,0	-14,5

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el segundo trimestre de 2010 a 14 M€, frente a los 22 M€ del mismo periodo del año anterior.

En el área de Upstream, la variación se debe al resultado negativo que tuvieron en el año 2009 las sociedades Zhambay y Enirepsa. En el área de GNL los menores resultados se deben a menores resultados de la sociedad Atlantic LNG. En el área de Downstream los menores resultados se deben fundamentalmente al menor resultado de CLH. En el área de Gas Natural la disminución se debe a que Unión Fenosa consolidó por puesta en equivalencia durante el mes de abril de 2009.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el segundo trimestre de 2010 ascendió a 66 M€ frente a 37 M€ del segundo 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 primer trimestre de 2010, las noticias más significativas anunciadas por la Compañía han sido las siguientes:

En **Upstream**, el día 12 de mayo, se firmó en Caracas la constitución de la empresa mixta PetroCarabobo S.A., encargada del desarrollo de las reservas de crudo pesado del Proyecto Carabobo, en la faja del Orinoco venezolana. El proyecto podría alcanzar una producción máxima de 400.000 barriles de petróleo/día durante 40 años e incluye, además, la construcción de un mejorador de crudo pesado. El desarrollo de crudos pesados en Venezuela se complementa además, con un acuerdo comercial por el que el sistema de refino de Repsol en España procesará 165.000 barriles de petróleo/día. Este contrato genera una importante ventaja competitiva gracias a la experiencia de Repsol en el uso de avanzadas técnicas de alta conversión en sus refinerías.

En mayo de 2010 Repsol obtuvo en la Ronda Licitatoria 2010 de Indonesia tres bloques exploratorios (Cendrawasih II, III y IV) en el off-shore de la isla de Papua, teniendo como socio a la compañía Niko Resources Ltd. Repsol tiene un interés neto del 50% en cada uno de ellos, siendo operador en uno.

En mayo de 2010, Repsol informó formalmente a la Compañía Nacional del Petróleo Iraní (NIOC) y a Shell de su decisión de discontinuar su participación en el Proyecto Persian LNG.

El 8 de junio los socios del bloque Caipipendi (Repsol 37,5%, BG 37,5% y Pan American Energy, 25%) firmaron la decisión final de inversión de la primera fase del proyecto de desarrollo de Margarita en Bolivia.

En Junio de 2010 en Noruega se tomó un 40% de participación en la licencia PL-356 operada por DetNorske, quien mantiene un 60%. La operación que tiene como fecha efectiva el 1 de Enero del 2010, está a junio de 2010 sujeta a la aprobación de las autoridades noruegas. La licencia está localizada en la zona meridional del Mar del Norte sector noruego.

En **GNL**, el día 10 de Junio, se inauguró la primera planta de licuefacción de gas de Sudamérica, en Pampa Melchorita, 170 kilómetros al sur de Lima (Perú). La planta, con una capacidad nominal de 4,4 millones de toneladas/año, procesará 17 millones de m³/día de gas.

El 24 de junio de 2010, Repsol realizó la primera carga de gas natural licuado (GNL) procedente de la planta de Pampa Melchorita (Perú) en el buque Barcelona Knutsen. Con este cargamento Repsol inicia la comercialización en exclusiva de toda la producción de la planta, de acuerdo con el contrato suscrito con Perú LNG en 2005, que tendrá una duración de 18 años desde su entrada en operación comercial.

En la **Corporación**, el día 30 de abril, la Junta General de Accionistas de la compañía, que acordó la distribución de un dividendo bruto total correspondiente al ejercicio 2009 de 0,85 euros por acción. El importe total destinado al pago del dividendo correspondiente al ejercicio 2009 asciende a 1.038 millones de euros. La compañía ya hizo efectivo, el pasado 22 de diciembre, un dividendo a cuenta del ejercicio 2009 de 0,425 euros por acción. El 8 de julio de 2010 se pagó un dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2009 de 0,425 euros por acción. Este dividendo supone un pay-out (porcentaje del beneficio destinado al dividendo) del 66,4%, y es compatible con los planes de crecimiento de la compañía.

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 del primer semestre y primer y segundo trimestres 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 semestre y al primer y segundo trimestres 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
	Acumulado a Junio 2009		
	Publicado 2009	Integración REFAP	Publicado 2010
EBITDA	2.988	99	3.087
Ingresos de explotación.....	22.349	625	22.974
Resultado de explotación.....	1.583	70	1.653
Resultado financiero.....	(36)	53	17
Resultado antes de impuestos y participadas	1.547	123	1.670
Impuesto sobre beneficios.....	(611)	(49)	(660)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	49	-	49
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-
Resultado consolidado del periodo	985	74	1.059
RESULTADO ATRIBUIDO A:			
Intereses minoritarios	96	-	96
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	889	74	963

Madrid, 29 de julio de 2010

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

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

Hoy 29 de julio 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 segundo 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 2º 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-JUNIO	
	2T09	1T10	2T10	2009	2010
EBITDA	1.616	2.397	2.472	3.087	4.869
Resultado de explotación.....	696	1.538	1.466	1.653	3.004
Resultado financiero.....	49	(249)	(218)	17	(467)
Resultado antes de impuestos y participadas	745	1.289	1.248	1.670	2.537
Impuesto sobre beneficios.....	(295)	(554)	(550)	(660)	(1.104)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	22	28	14	49	42
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del periodo	472	763	712	1.059	1.475
RESULTADO ATRIBUIDO A:					
Intereses minoritarios	38	75	62	96	137
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	434	688	650	963	1.338
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
* Euros/acción	0,36	0,56	0,53	0,80	1,10
* \$/ADR	0,51	0,76	0,65	1,13	1,34

(*) 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 1.208.634.035 durante el año 2009, 1.220.863.463 durante el 2010.

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

1,413 dólares por euro en 2T09
 1,348 dólares por euro en 1T10
 1,227 dólares por euro en 2T10

RESULTADOS DE REPSOL YPF AJUSTADOS POR NO RECURRENTES

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	SEGUNDO TRIMESTRE 2009			ENERO-JUNIO 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	696	4	700	1.653	(214)	1.439
Upstream.....	140	32	172	325	32	357
GNL.....	23	-	23	34	-	34
Downstream.....	325	3	328	635	(2)	633
YPF.....	129	(34)	95	452	(205)	247
Gas Natural Fenosa.....	165	-	165	334	-	334
Corporación y otros.....	(86)	3	(83)	(127)	(39)	(166)
Resultado financiero.....	49	-	49	17	-	17
Resultado antes de impuestos y participadas	745	4	749	1.670	(214)	1.456
Impuesto sobre beneficios.....	(295)	25	(270)	(660)	111	(549)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	22	-	22	49	-	49
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del periodo.....	472	29	501	1.059	(103)	956

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	38	(1)	37	96	(18)	78
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	434	30	464	963	(85)	878

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

RESULTADO ATRIBUIDO A:

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

	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

**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-JUNIO	
	2T09	1T10	2T10	2009	2010
Upstream	661	1.003	1.008	1.222	2.011
Norteamérica y Brasil	140	206	248	184	454
Norte de Africa	132	253	263	276	516
Resto del Mundo	413	560	509	806	1.069
Ajustes	(24)	(16)	(12)	(44)	(28)
GNL	269	336	258	553	594
Downstream	7.671	8.397	9.551	15.339	17.948
Europa	7.081	7.809	8.742	14.214	16.551
Resto del Mundo	953	1.130	1.289	1.787	2.419
Ajustes	(363)	(542)	(480)	(662)	(1.022)
YPF	2.045	2.502	2.867	4.343	5.369
Upstream	1.065	1.153	1.266	2.390	2.419
Downstream	1.631	2.118	2.411	3.235	4.529
Corporación	62	59	92	118	151
Ajustes	(713)	(828)	(902)	(1.400)	(1.730)
Gas Natural Fenosa	1.052	1.551	1.441	2.031	2.992
Corporación, otros y ajustes	(300)	(213)	(384)	(514)	(597)
TOTAL	11.398	13.576	14.741	22.974	28.317

**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-JUNIO	
	2T09	1T10	2T10	2009	2010
Upstream	140	432	299	325	731
Norteamérica y Brasil	(9)	38	27	(8)	65
Norte de Africa	69	198	184	158	382
Resto del Mundo	80	196	88	175	284
GNL	23	34	(23)	34	11
Downstream	325	390	538	635	928
Europa	232	352	480	478	832
Resto del Mundo	93	38	58	157	96
YPF	129	411	420	452	831
Upstream	146	254	235	500	489
Downstream	18	188	240	17	428
Corporación	(35)	(31)	(55)	(65)	(86)
Gas Natural Fenosa	165	256	295	334	551
Corporación, otros y ajustes	(86)	15	(63)	(127)	(48)
TOTAL	696	1.538	1.466	1.653	3.004

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-JUNIO	
	2T09	1T10	2T10	2009	2010
Upstream	323	666	615	633	1.281
Norteamérica y Brasil	54	167	154	64	321
Norte de África	95	213	203	205	416
Resto del Mundo	174	286	258	364	544
GNL	44	66	48	73	114
Downstream	494	498	684	948	1.182
Europa	371	434	622	741	1.056
Resto del Mundo	123	64	62	207	126
YPF	545	810	874	1.074	1.684
Upstream	503	601	606	1.006	1.207
Downstream	64	232	284	109	516
Corporación	(22)	(23)	(16)	(41)	(39)
Gas Natural Fenosa	285	399	331	520	730
Corporación, otros y ajustes	(75)	(42)	(80)	(161)	(122)
TOTAL	1.616	2.397	2.472	3.087	4.869

**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-JUNIO	
	2T09	1T10	2T10	2009	2010
Upstream	338	138	229	652	367
Norteamérica y Brasil	165	47	120	249	167
Norte de Africa	58	13	13	144	26
Resto del Mundo	115	78	96	259	174
GNL	40	16	33	70	49
Downstream	431	253	479	764	732
Europa	422	230	443	738	673
Resto del Mundo	9	23	36	26	59
YPF	201	241	356	437	597
Upstream	160	204	280	358	484
Downstream	32	33	65	59	98
Corporación	9	4	11	20	15
Gas Natural Fenosa	2.600	118	148	4.563	266
Corporación, otros y ajustes	-	10	17	56	27
TOTAL	3.610	776	1.262	6.542	2.038

BALANCE DE SITUACIÓN COMPARATIVO DE REPSOL YPF

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	JUNIO
	2009	2010
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	4.733	5.165
Otro inmovilizado intangible	2.085	2.671
Inmovilizado material	31.900	34.990
Inversiones inmobiliarias	35	33
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	531	612
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.559	1.776
Otros	173	129
Activos por impuestos diferidos	2.021	2.276
Otros activos no corrientes.....	273	333
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	746	147
Existencias	4.233	5.298
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.773	8.158
Otros activos financieros corrientes	713	635
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.308	3.344
TOTAL ACTIVO	58.083	65.567
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	19.951	22.398
Atribuido a los intereses minoritarios	1.440	1.640
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	124	85
Provisiones no corrientes	3.097	3.547
Pasivos financieros no corrientes	15.411	16.053
Pasivos por impuesto diferido	3.395	3.889
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	1.919	2.593
Otros	753	823
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	185	29
Provisiones corrientes	282	207
Pasivos financieros corrientes	3.499	3.834
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	172	212
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	7.855	10.257
TOTAL PASIVO	58.083	65.567

(*) 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-JUNIO	
	2009	2010
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION		
Resultado antes de impuestos y participadas	1.670	2.537
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	1.677	1.914
Otros ajustes del resultado (netos)	(260)	418
EBITDA	3.087	4.869
Cambios en el capital corriente	(315)	(1.010)
Cobros de dividendos	41	27
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(479)	(782)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(172)	(186)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(610)	(941)
	2.162	2.918
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(4.455)	(13)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(2.073)	(1.912)
Otros activos financieros	(14)	(113)
Total Inversiones	(6.542)	(2.038)
Cobros por desinversiones	465	824
Otros flujos de efectivo	71	
	(6.006)	(1.214)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	-	-
Cobros por emisión de pasivos financieros	6.347	5.251
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(2.311)	(5.352)
Pagos por dividendos	(747)	(181)
Pagos de intereses	(359)	(472)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	404	(67)
	3.334	(821)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.922	2.308
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	(510)	883
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	(5)	153
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.407	3.344

RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO CONSOLIDADO GRUPO

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DEUDA NETA - GRUPO CONSOLIDADO (M€)	1T 10	2T 10	% Variación	Ene-Jun 2010
			2T10/1T10	
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	10.928	10.926	0,0	10.928
EBITDA	-2.397	-2.472	3,1	-4.869
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	812	198	-75,6	1.010
INVERSIONES (1)	774	1.257	62,4	2.031
DESINVERSIONES (2)	-162	-614	279,0	-776
DIVIDENDOS PAGADOS (incluye los de sociedades afiliadas)	79	102	29,1	181
EFECTO TIPO DE CAMBIO	382	445	16,5	827
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	307	475	54,7	782
OTROS MOVIMIENTOS	203	354	74,4	557
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	10.926	10.671	-2,3	10.671
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	14.694	14.484	-1,4	14.484

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	37.597	38.522	2,5	38.522
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	29,1	27,7	-4,8	27,7
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	39,1	37,6	-3,8	37,6
ROACE antes de no recurrentes (%)	9,1	8,9	-2,2	9,0

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

(2) Igualmente, existen desinversiones de carácter financiero en el segundo trimestre por importe de 33 M€.

Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2009	1T 2010	2T 2010	% Variación 2T10/2T09	RESULTADO FINANCIERO GRUPO CONSOLIDADO (M€)	Ene-Jun 2009	Ene-Jun 2010	% Variación 10/09
-163	-165	-166	1,8	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-278	-331	19,1
239	-27	37	-84,5	RESULTADO DE POSICIONES	359	10	-97,2
-37	-34	-52	40,5	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-83	-86	3,6
24	33	36	50,0	INTERCALARIOS	62	69	11,3
-13	-56	-73	461,5	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-43	-129	200,0
49	-249	-218	-	TOTAL	17	-467	-

TABLAS



PRINCIPALES MAGNITUDES
FÍSICAS DEL 2T 2010

MAGNITUDES DE UPSTREAM

	Unidad	2009			2010			% Variación 10 / 09
		1º Tr.	2º Tr.	Acum.	1º Tr.	2º Tr.	Acum.	
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	317	340	329	350	340	345	4,9%
Producción de Líquidos	K Bep/día	113	132	123	151	149	150	21,9%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	12	31	22	41	40	40	86,1%
Norte de África	K Bep/día	40	39	40	46	44	45	13,0%
Resto del Mundo	K Bep/día	61	62	62	64	65	65	5,0%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	204	208	206	199	191	195	-5,3%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	1	2	1	2	2	2	98,1%
Norte de África	K Bep/día	14	13	14	6	6	6	-55,2%
Resto del Mundo	K Bep/día	189	193	191	191	182	187	-2,4%

MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2009			2010			% Variación 10 / 09
		1º Tr.	2º Tr.	Acum.	1º Tr.	2º Tr.	Acum.	
CRUDO PROCESADO	M tep	9,8	8,7	18,5	7,7	8,6	16,3	-11,7%
Europa	M tep	8,2	7,1	15,3	6,2	7,1	13,2	-13,1%
Resto del Mundo	M tep	1,6	1,6	3,2	1,6	1,5	3,1	-4,8%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	10.053	9.938	19.991	8.878	9.645	18.523	-7,3%
Ventas Europa	Kt	8.522	8.279	16.801	7.244	8.077	15.321	-8,8%
Marketing Propio	Kt	5.256	5.344	10.600	4.963	5.222	10.185	-3,9%
Productos claros	Kt	4.386	4.416	8.802	4.311	4.381	8.692	-1,2%
Otros productos	Kt	870	928	1.798	652	841	1.493	-17,0%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.786	1.560	3.346	1.328	1.401	2.729	-18,4%
Productos claros	Kt	1.278	1.064	2.342	908	1.006	1.914	-18,3%
Otros productos	Kt	508	496	1.004	420	395	815	-18,8%
Exportaciones	Kt	1.480	1.375	2.855	953	1.454	2.407	-15,7%
Productos claros	Kt	527	549	1.076	278	370	648	-39,8%
Otros productos	Kt	953	826	1.779	675	1.084	1.759	-1,1%
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.531	1.659	3.190	1.634	1.568	3.202	0,4%
Marketing Propio	Kt	418	478	896	440	476	916	2,2%
Productos claros	Kt	354	379	733	375	367	742	1,2%
Otros productos	Kt	64	99	163	65	109	174	6,7%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	808	852	1.660	862	903	1.765	6,3%
Productos claros	Kt	561	593	1.154	639	660	1.299	12,6%
Otros productos	Kt	247	259	506	223	243	466	-7,9%
Exportaciones	Kt	305	329	634	332	189	521	-17,8%
Productos claros	Kt	140	212	352	113	76	189	-46,3%
Otros productos	Kt	165	117	282	219	113	332	17,7%
QUÍMICA								
VENTAS PROD. PETROQUIMICOS	Kt	458	707	1.165	641	607	1.248	7,1%
Europa	Kt	412	577	989	540	545	1.085	9,7%
Básica	Kt	74	173	247	178	207	385	55,7%
Derivada	Kt	338	404	742	363	337	700	-5,6%
Resto del Mundo	Kt	46	130	176	101	62	163	-7,2%
Básica	Kt	0	25	25	25	22	47	91,8%
Derivada	Kt	46	106	151	76	40	116	-23,4%
GLP								
GLP comercializado	Kt	871	713	1.584	877	712	1.589	0,3%
Europa	Kt	577	372	949	581	349	930	-2,0%
Resto del Mundo	Kt	294	341	635	296	363	659	3,8%

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.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	Acum	
UPSTREAM								
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	601	598	599	550	556	551	-8,1%
Producción de Líquidos	K Bep/día	323	310	316	308	298	303	-4,3%
Argentina	K Bep/día	320	307	314	306	297	301	-4,1%
Resto del Mundo	K Bep/día	3	2	3	2	2	2	-34,7%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	278	288	283	242	258	248	-12,4%
Argentina	K Bep/día	277	288	282	242	258	248	-12,4%
Resto del Mundo	K Bep/día	1	0	1	0	0	0	-12,3%
DOWNSTREAM								
CRUDO PROCESADO	M tep	4,0	4,2	8,2	4,0	3,7	7,7	-5,6%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS (*)	Kt	3.539	3.689	7.228	3.483	3.387	6.870	-5,0%
Marketing Propio	Kt	2.684	2.829	5.513	2.687	2.754	5.440	-1,3%
Productos claros	Kt	2.213	2.157	4.370	2.285	2.267	4.552	4,1%
Otros productos	Kt	472	671	1.143	402	487	889	-22,2%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	316	324	640	325	261	585	-8,6%
Productos claros	Kt	208	205	413	175	123	299	-27,7%
Otros productos	Kt	108	119	227	149	137	286	26,2%
Exportaciones	Kt	539	536	1.075	472	373	845	-21,4%
Productos claros	Kt	186	168	354	104	106	210	-40,5%
Otros productos	Kt	353	368	721	368	266	634	-12,0%
QUÍMICA								
VENTAS PROD. PETROQUIMICOS	Kt	270	346	615	309	325	634	3,0%
Básica	Kt	43	46	89	50	42	93	4,1%
Derivada	Kt	226	300	526	258	283	541	2,8%
GLP								
GLP comercializado	Kt	113	109	223	103	80	182	-18,1%

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.