

# **YPF S.A.**

## **Resultados Consolidados 2T 2011**



**INDICE**

**1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2011 3**

**2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS ..... 5**

    2.1 UPSTREAM.....5

    2.2 DOWNSTREAM .....7

    2.3 CORPORACIÓN.....8

**3. HECHOS DESTACADOS DEL TRIMESTRE ..... 9**

**4. TABLAS..... 11**

    4.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO.....12

    4.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO .....13

    4.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....14

    4.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS.....15



## El resultado neto del segundo trimestre de 2011 alcanzó los 980 MARS

2T 2010	1T 2011	2T 2011	Var.% 2T11/2T10		Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	Var.% 2011/2010
En millones de ARS							
2.522	2.710	<b>1.717</b>	-31,9%	<b>Utilidad operativa</b>	5.235	<b>4.427</b>	-15,4%
2.667	2.942	<b>1.937</b>	-27,4%	<b>Resultado de explotación*</b>	5.387	<b>4.879</b>	-9,4%
1.606	1.774	<b>980</b>	-39,0%	<b>Utilidad neta</b>	3.189	<b>2.754</b>	-13,6%
1.890	1.895	<b>2.857</b>	51,2%	<b>Inversiones</b>	3.299	<b>4.752</b>	44,0%
Beneficio por acción							
4,08	4,51	<b>2,49</b>	-39,0%	<b>Pesos por acción</b>	8,11	<b>7,00</b>	-13,6%

Nota: Cifras no auditadas. Datos según Normas Contables Argentinas

\* Utilidad operativa considerando la inclusión de los resultados por tenencia en el costo de ventas

### 1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2011

La utilidad operativa ascendió a 1.717 MARS en el segundo trimestre del año 2011, siendo el mismo un 31,9% inferior al de igual período del año 2010.

La disminución de la actividad de exploración y producción por los conflictos gremiales en la provincia de Santa Cruz y Chubut durante todo el trimestre generó una menor disponibilidad de petróleo en el mercado argentino.

El impacto que el conflicto tuvo en nuestra producción causó no sólo un aumento en los volúmenes de compra de crudo a terceros sino también una disminución en el procesamiento de crudo en nuestras refinerías del orden del 4,9%. En este contexto, y con el fin de mantener los volúmenes de ventas, se incrementaron las compras de productos refinados a terceros. En consecuencia, las compras totales realizadas a terceros en el trimestre se incrementaron en un 87,4% en comparación con el segundo trimestre de 2010, alcanzando los 4.676 MARS.

Los costos operativos registrados en el segundo trimestre de 2011 fueron superiores en un 30% respecto de mismo período en 2010, fundamentalmente por mayores gastos de personal, servicios exteriores y transportes y fletes.

Los ingresos operativos en el segundo trimestre de 2011 ascendieron a 13.614 MARS un 28,8% superior a los del mismo período del año anterior. El mayor importe de las ventas de los productos petrolíferos y químicos se debió al mayor volumen vendido en el mercado interno y la adecuación de los precios en el mercado local, así como al alza de los precios en los mercados internacionales.

De esta manera los mayores ingresos operativos registrados en el trimestre respecto del mismo período del año 2010 se vieron superados por las mayores compras de crudo y productos, como así también por los mayores costos operativos.

La utilidad neta del período fue de 980 MARS, siendo la misma un 39% inferior a la del mismo período del año 2010.



Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los 2.857 MARS superando en un 51,2% las realizadas en el 2T 2010. Dicho aumento fue debido a la mayor actividad en upstream y al avance de los proyectos en downstream.

## 2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

### 2.1 UPSTREAM<sup>(1)</sup>

2T 2010	1T 2011	2T 2011	Var.% 2T11/2T10		Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	Var.% 2011/2010
1.614	1.982	<b>871</b>	-46,0%	<b>Utilidad operativa</b> (MARS)	3.480	<b>2.853</b>	-18,0%
248,2	242,1	<b>183,9</b>	-25,9%	<b>Producción crudo</b> (Kbbld)	248,5	<b>212,8</b>	-14,4%
48,4	53,3	<b>44,1</b>	-8,9%	<b>Producción NGL</b> (Kbbld)	52,8	<b>48,7</b>	-7,8%
39,8	35,1	<b>33,6</b>	-15,6%	<b>Producción gas</b> (Mm3d)	38,2	<b>34,4</b>	-9,9%
547,1	516,4	<b>439,5</b>	-19,7%	<b>Producción total</b> (Kbped)	541,8	<b>477,7</b>	-11,8%
65	57	<b>267</b>	310,8%	<b>Gastos de exploración</b> (MARS)	120	<b>324</b>	170,0%
1.466	1.498	<b>2.061</b>	40,6%	<b>Inversiones</b> (MARS)	2.612	<b>3.559</b>	36,3%

#### Precios Internacionales

78,1	94,6	<b>102,3</b>	31,0%	<b>WTI *</b> (USD/bbl)	78,5	<b>98,5</b>	25,5%
4,1	4,1	<b>4,3</b>	4,9%	<b>Gas Henry Hub*</b> (USD/Mmbtu)	4,7	<b>4,2</b>	-10,6%

#### Precios de Realización

48,5	54,1	<b>56,8</b>	17,1%	<b>Crudo mercado local</b> <b>Promedio período</b> (USD/bbl)	47,5	<b>55,3</b>	16,4%
1,83	2,56	<b>1,96</b>	7,1%	<b>Precio promedio gas</b> (USD/Mmbtu)	2,07	<b>2,25</b>	8,7%

\* Fuente: Reuters

(1) Incluye compañías controladas

La utilidad operativa ascendió a 871 MARS, un 46% menor que la del 2T 2010.

El menor resultado del trimestre se produjo principalmente por las huelgas y bloqueos de acceso a los yacimientos en las provincias de Santa Cruz y Chubut. Como consecuencia de ello la producción total de hidrocarburos en el segundo trimestre de este año fue de 439,5 Kbped frente a los 547,1 Kbped del mismo período del año anterior, un 19,7% menor. A su vez los resultados negativos sobre la exploración del trimestre, principalmente la perforación offshore en la cuenca de Malvinas, incrementaron los cargos por gastos de exploración en 202 MARS comparados con el 2T 2010.

En los mercados internacionales, el indicador promedio del período del precio internacional del WTI fue de 102,3 USD/bbl, un 31% superior al del segundo trimestre de 2010. En este contexto el precio del crudo en el mercado local mejoró un 17,1% hasta los 56,8 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio de venta fue de 1,96 USD/Mmbtu, un 7,1% superior al del segundo trimestre de 2010, debido fundamentalmente al mejor precio obtenido por las ventas al sector industrial y las centrales térmicas.

La producción de crudo alcanzó los 183,9 kbbl, un 25,9% inferior a la del segundo trimestre de 2010 debido a los conflictos gremiales durante todo el trimestre, no permitiendo al personal de la compañía acceder a los puestos de trabajo para llevar adelante las tareas habituales para el mantenimiento de la producción y el desarrollo de los campos en los cuales tenemos actividad. El impacto de dicho cese de actividades ocasionó una menor producción de líquidos y gas de aproximadamente 6,6 millones de bpe. Por otro lado, no se han registrado los incentivos correspondientes al Programa Petróleo Plus en este trimestre correspondientes a los objetivos de producción aunque han sido compensados con el incentivo correspondiente a la incorporación de reservas por el cierre del 2010, atento al cierre definitivo de las mismas que se realizara durante el trimestre. En cuanto a las producciones de gas natural y de NGL, en el segundo trimestre de 2011 fueron de 33,6 Mm3d y 44,1 kbped respectivamente, un 15,6% y un 8,9% inferiores a las del mismo período de 2010 debido al declino natural de los campos y a su vez como consecuencia de los conflictos gremiales mencionados previamente.

### Resultados acumulados

La utilidad operativa del semestre ascendió a 2.853 MARS, un 18% menor que en el primer semestre de 2010. La disminución del mismo corresponde principalmente a la caída de la producción (-11,8%) ocasionada las huelgas, los mayores costos operativos y los mayores gastos de exploración. Los mayores ingresos obtenidos por la adecuación de los precios del crudo y gas natural no han compensado los efectos negativos descriptos anteriormente.

### Inversiones

Las inversiones en exploración y producción llegaron a 2.061 MARS en el segundo trimestre del año 2011, superando a las del mismo periodo del 2010 en un 40,6%. Dicho incremento se produjo como consecuencia del aumento de la actividad tanto de desarrollo en las áreas de El Medanita, Aguada Toledo - Sierra Barrosa y Manantiales Behr y en la exploración del petróleo no convencional de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina. Por su parte, se concluyó la construcción del puerto de GNL en la ciudad de Escobar, demandando durante el trimestre una inversión mayor a los 80 MARS.

Durante el primer semestre de 2011 las inversiones ascendieron a 3.559 MARS, un 36,3% superiores a las del primer semestre de 2010, fundamentalmente por la mayor actividad en la cuenca neuquina y la construcción del puerto de GNL en Escobar, que alcanzó una inversión total de aproximadamente 280 MARS.

## 2.2 DOWNSTREAM<sup>(1)</sup>

2T 2010	1T 2011	2T 2011	Var.% 2T11/2T10		Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	Var.% 2011/2010
1.174	1.131	<b>1.186</b>	1,0%	Utilidad operativa (MARS)	2.306	<b>2.317</b>	0,5%
3.824	3.915	<b>3.964</b>	3,7%	Ventas de productos petrolíferos y otros mercado interno (Km3)	7.572	<b>7.879</b>	4,1%
744	696	<b>681</b>	-8,5%	Exportación productos petrolíferos y otros (Km3)	1.622	<b>1.377</b>	-15,1%
229	239	<b>446</b>	94,5%	Ventas de productos químicos mercado interno (Ktn)	417	<b>684</b>	64,0%
56	99	<b>24</b>	-57,9%	Exportación de productos químicos (Ktn)	137	<b>122</b>	-10,9%
294	298	<b>279</b>	-4,9%	Crudo procesado (Kbped)	307	<b>289</b>	-6,0%
396	378	<b>753</b>	90,2%	Inversiones (MARS)	634	<b>1.131</b>	78,4%

(1) Incluye compañías controladas

La **utilidad operativa** del downstream en el segundo trimestre de este año ascendió a 1.186 MARS 2011, manteniéndose a niveles similares a los del 2T 2010.

El resultado operativo del trimestre se vio negativamente afectado por los mayores precios en las compras de crudo, los mayores volúmenes y precios en las compras de biocombustibles, el aumento de costos operativos y mayores volúmenes y precios en las compras de productos petrolíferos, principalmente las importaciones de gasoil. Estos factores negativos han compensado los mayores ingresos provenientes de la adecuación de los precios en el mercado interno, los mayores precios en aquellos productos vendidos en el mercado local pero referenciados a las cotizaciones internacionales y las mayores exportaciones.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 279 Kbped, un 4,9% inferior al del segundo trimestre del 2010, principalmente por una menor disponibilidad de crudo.

A su vez, los volúmenes de ventas de productos petrolíferos en el mercado interno fueron superiores en un 3,7% como consecuencia del incremento en los volúmenes de motonaftas y gasoil, mientras que las exportaciones cayeron un 8,5%, principalmente las de fuel oil y otros productos químicos.

Por su parte, las ventas de productos químicos en el mercado interno aumentaron en relación al mismo periodo del año anterior, siendo las mismas un 94,5% superiores, principalmente en el segmento de fertilizantes, tanto de YPF como de Profertil. Dicho incremento en la venta de fertilizantes se produjo principalmente por la mayor expectativa respecto de las condiciones para el sector agropecuario Argentino para este año 2011, lo que finalmente contribuyó a compensar los mayores costos y gastos mencionados previamente.



El resultado del trimestre de las compañías controladas del downstream, el cual incluye a OPESSA, Refinor, YPF Brasil Comercializadora y Profertil, ascendió a 203 MARS registrando un incremento respecto del año anterior del 43,4% y correspondió principalmente a los resultados de Profertil y Refinor.

#### Resultados acumulados

Los resultados acumulados a junio 2011 ascendieron a 2.317 MARS, un 0,5% superior a los primeros seis meses del año 2010. Los mayores ingresos operativos han sido compensado casi en su totalidad por los mayores costos operativos y las mayores compras de crudo, biocombustibles y productos petrolíferos.

#### Inversiones

Las inversiones en downstream del trimestre fueron de 753 MARS, superando en un 90,2% a las del 2T 2010. Dicho incremento de inversiones se basó fundamentalmente en el avance del proyecto del CCR, el cual incrementará la capacidad de producción de naftas en nuestro complejo químico de Ensenada y los avances en los proyectos de desulfuración en las plantas de Lujan de Cuyo y La Plata para mejorar la calidad de los productos refinados.

Adicionalmente, las inversiones acumuladas a junio 2011 alcanzaron 1.131 MARS, superando en un 78,4% a las del mismo período del 2010, principalmente como consecuencia del avance de los proyectos mencionados previamente.

## **2.3 CORPORACION**

Este segmento de negocio incluye fundamentalmente los gastos de funcionamiento de la Corporación y las demás actividades no imputadas a los negocios.

Los gastos netos corporativos del segundo trimestre ascendieron a 340 MARS, siendo estos superiores a los del mismo periodo del 2010 en 74 MARS, un 27,82%.



### **3. HECHOS DESTACADOS DEL TRIMESTRE**

El 26 de Abril de 2011 en la reunión celebrada por el Directorio de la Sociedad determinó el pago de un dividendo en efectivo de siete pesos (\$ 7) por acción.

El 10 de mayo de 2011 YPF informó un nuevo descubrimiento de recursos de petróleo no convencionales procedente de arcillas (shale oil) en la cuenca neuquina. Se han realizado 6 pozos exploratorios verticales que delimitaron un área de 330 km<sup>2</sup> en la formación Vaca Muerta, en Loma La Lata, provincia de Neuquén, cuyos resultados arrojaron caudales iniciales que van de 200 a 560 barriles de petróleo equivalentes por día (bpe/d) en los primeros 30 días de producción que, junto con los estudios sísmicos y geológicos realizados, permitieron estimar unos recursos técnicamente recuperables en esta área de 150 millones de barriles equivalentes de petróleo. Dichos recursos no constituyen a la fecha reservas probadas y serán reconocidos bajo dicho concepto cuando cumplan con los criterios formales exigidos por la Comisión Nacional de Valores y la Securities and Exchange Commission. Asimismo, se informó que en lo que resta del año se estima perforar 17 nuevos pozos y fracturar otros 14 pozos existentes en el área de Loma La Lata, lo que supone una inversión total estimada de 270 MUSD, de los cuales ya se han invertido 100 MUSD.

El 24 de mayo de 2011 el accionista Petersen Energía Inversora S.A. notificó a YPF S.A. que con fecha 19 de mayo de 2011 efectivizó la compra de 39.331.279 acciones representativas del 10% del capital social de YPF S.A.

El 16 de junio de 2011 YPF emitió las Obligaciones Negociables Clase V a tasa variable con vencimiento en 2012 por un monto nominal de \$ 300.000.000 bajo el Programa Global de Obligaciones Negociables por US\$ 1.000 millones.

El 4 de julio de 2011 el Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza aprobó bajo el decreto N° 1.465/11 el Acta Acuerdo que YPF suscribió en el mes de abril con dicha Provincia, a efectos de extender por el término de 10 años el plazo original de las Concesiones de Explotación y de transporte que se encuentran en el territorio de la Provincia, a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento en el año 2017, operando en consecuencia el vencimiento de las mismas en el año 2027. Las concesiones comprendidas representaban en su conjunto al 31 de diciembre de 2010 aproximadamente el 9% del total de las reservas probadas de YPF.

El 12 de julio el accionista Repsol YPF S.A. informó la venta de 1.985.823 acciones ordinarias clase "D" representativas del 0,50% del capital social y votos de YPF S.A. a un precio de Pesos 177 por acción de acuerdo a los procedimientos establecidos por la Circular N° 3.338 de fecha 17 de octubre de 1996 y normas complementarias del Mercado de Valores de Buenos Aires S.A. para operaciones de venta en block.

El 13 de julio de 2011 YPF informó nuevos resultados preliminares obtenidos en un pozo exploratorio sobre la formación Vaca Muerta en el bloque Bajada de Añelo, en la cuenca Neuquina. A través de la Unión Transitoria de Empresas (UTE) en la cual YPF posee el 70% de participación y que conforman con Rovella Energía S.A. (15%) y G&P del Neuquén (15%), se perforó el pozo exploratorio Bajada de Añelo X-2 (BA X-2). El objetivo del pozo consistió en continuar obteniendo información y comportamientos sobre la formación Vaca Muerta fuera del área Loma La Lata. Las características



del pozo realizado consisten en una perforación de 3000 metros de profundidad, en la cual se realizaron 3 fracturas en 150 metros. Los resultados del mencionado pozo arrojaron una producción promedio diaria de aproximadamente 250 barriles de petróleo de alta calidad (48° API), en línea con los resultados obtenidos anteriormente sobre la formación mencionada en el área de Loma La Lata.

Relación con Inversores  
E-mail: [inversoresypf@ypf.com](mailto:inversoresypf@ypf.com)  
Website: [www.ypf.com](http://www.ypf.com)  
Macacha Güemes 515  
1106 Buenos Aires (Argentina)  
Tel: 54 11 5441 1357  
Fax: 54 11 5441 2113

**4. TABLAS**  
Resultados 2° TRIMESTRE 2011

**4.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO**  
**YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO**  
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

2T 2010	1T 2011	2T 2011	Var.% 2T11/2T10		Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011	Var.% 2011/2010
10.570	12.537	13.614	28,8%	Ventas netas	20.484	26.151	27,7%
(2.495)	(3.711)	(4.676)	87,4%	Compras	(4.296)	(8.387)	95,2%
(5.553)	(6.116)	(7.221)	30,0%	Costo de ventas y gastos operativos	(10.953)	(13.337)	21,8%
<b>2.522</b>	<b>2.710</b>	<b>1.717</b>	<b>-31,9%</b>	<b>Utilidad operativa</b>	<b>5.235</b>	<b>4.427</b>	<b>-15,4%</b>
61	20	37	-39,3%	Resultados de inversiones no corrientes	80	57	-28,8%
16	(20)	(95)	-693,8%	Otros egresos, netos	11	(115)	-1145,5%
(125)	1	(41)	-67,2%	Resultados financieros y por tenencia:	(404)	(40)	-90,1%
<b>2.474</b>	<b>2.711</b>	<b>1.618</b>	<b>-34,6%</b>	<b>Utilidad neta antes de imp. a las ganancias</b>	<b>4.922</b>	<b>4.329</b>	<b>-12,0%</b>
(868)	(937)	(638)	-26,5%	Impuesto a las ganancias	(1.733)	(1.575)	-9,1%
<b>1.606</b>	<b>1.774</b>	<b>980</b>	<b>-39,0%</b>	<b>Utilidad neta</b>	<b>3.189</b>	<b>2.754</b>	<b>-13,6%</b>
<b>4,08</b>	<b>4,51</b>	<b>2,49</b>	<b>-39,0%</b>	<b>Utilidad neta por acción</b>	<b>8,11</b>	<b>7,00</b>	<b>-13,6%</b>
<b>4.068</b>	<b>4.259</b>	<b>3.026</b>	<b>-25,6%</b>	<b>EBITDA</b>	<b>7.996</b>	<b>7.285</b>	<b>-8,9%</b>

\* EBITDA = Resultado Neto + intereses netos + impuesto a las ganancias + amortizaciones

**4.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO**  
 YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO  
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2010</u>	<u>30/06/2011</u>
<b>Activo Corriente</b>		
Caja y bancos	570	395
Inversiones	1.957	696
Créditos por ventas	3.322	4.051
Otros créditos	3.089	4.263
Bienes de cambio	3.865	5.056
Total del activo corriente	<u>12.803</u>	<u>14.461</u>
<b>Activo No Corriente</b>		
Créditos por ventas	28	27
Otros créditos	1.587	1.111
Inversiones	594	610
Bienes de uso	31.567	33.284
Activos intangibles	10	9
Total del activo no corriente	<u>33.786</u>	<u>35.041</u>
Total del activo	<u>46.589</u>	<u>49.502</u>
<b>Pasivo Corriente</b>		
Cuentas por pagar	7.639	8.882
Préstamos	6.176	7.895
Remuneraciones y cargas sociales	421	354
Cargas fiscales	2.571	1.270
Previsiones	295	329
Total del pasivo corriente	<u>17.102</u>	<u>18.730</u>
<b>Pasivo No Corriente</b>		
Cuentas por pagar	5.616	6.111
Préstamos	1.613	2.450
Remuneraciones y cargas sociales	168	171
Cargas fiscales	523	479
Previsiones	2.527	2.523
Total del pasivo no corriente	<u>10.447</u>	<u>11.734</u>
Total del pasivo	<u>27.549</u>	<u>30.464</u>
<b>Patrimonio Neto</b>	<u>19.040</u>	<u>19.038</u>
Total del pasivo y patrimonio neto	<u>46.589</u>	<u>49.502</u>

**4.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO**  
**YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO**  
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

2T 2010	1T 2011	2T 2011		Ene-Jun 2010	Ene-Jun 2011
			<b>Efectivo generado por las operaciones</b>		
1.606	1.774	980	Utilidad neta	3.189	2.754
(61)	(20)	(37)	Resultados de inversiones no corrientes	(80)	(57)
1.382	1.384	1.189	Depreciación de bienes de uso	2.685	2.573
152	137	330	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso	224	467
283	166	293	Aumento / Disminución de provisiones	542	459
(756)	(1.637)	208	Cambios en activos y pasivos	(1.229)	(1.429)
8	6	21	Dividendos cobrados	8	27
103	446	(1.514)	Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	661	(1.068)
<b>2.717</b>	<b>2.256</b>	<b>1.470</b>	Efectivo neto generado por las operaciones	<b>6.000</b>	<b>3.726</b>
			<b>Efectivo aplicado a las act. de inversión</b>		
(1.937)	(1.895)	(2.857)	Adquisiciones de bienes de uso	(3.383)	(4.752)
4	(1)	13	Otros	96	12
<b>(1.933)</b>	<b>(1.896)</b>	<b>(2.844)</b>	Efectivo neto aplicado a las act. de inversión	<b>(3.287)</b>	<b>(4.740)</b>
			<b>Efectivo aplicado a las act. de financiación</b>		
(3.096)	(3.968)	(3.276)	Pago de préstamos	(5.676)	(7.244)
4.030	4.098	5.477	Préstamos obtenidos	6.013	9.575
(2.163)	-	(2.753)	Dividendos pagados	(2.163)	(2.753)
<b>(1.229)</b>	<b>130</b>	<b>(552)</b>	Efectivo neto aplicado a las act. de financiación	<b>(1.826)</b>	<b>(422)</b>
<b>(445)</b>	<b>490</b>	<b>(1.926)</b>	<b>Aumento neto del efectivo</b>	<b>887</b>	<b>(1.436)</b>
3.477	2.527	3.017	Efectivo al inicio del período	2.145	2.527
3.032	3.017	1.091	Efectivo al cierre del período	3.032	1.091
<b>(445)</b>	<b>490</b>	<b>(1.926)</b>	<b>Aumento neto del efectivo</b>	<b>887</b>	<b>(1.436)</b>

## 4.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS

	Unidad	2010			2011		
		1T	2T	Acum. Jun 2010	1T	2T	Acum. Jun 2011
<b>Upstream</b>							
Producción de crudo	Kbbl	22.393	22.586	44.979	21.787	16.731	38.518
Producción de NGL	Kbbl	5.146	4.402	9.548	4.794	4.012	8.806
Producción de gas	Mm3	3.298	3.625	6.923	3.163	3.061	6.224
<b>PRODUCCION TOTAL</b>	<b>Mbbl</b>	<b>48.282</b>	<b>49.790</b>	<b>98.072</b>	<b>46.476</b>	<b>39.996</b>	<b>86.472</b>
<b>Downstream</b>							
<b>Ventas de productos petrolíferos y otros*</b>							
<b>Mercado interno</b>							
Motonaftas	Km3	897	827	1.724	998	901	1.899
Gasoil	Km3	1.990	1.981	3.971	2.081	2.188	4.269
JP1 y Kerosene	Km3	120	117	237	108	92	200
Fuel Oil	Km3	22	157	179	63	37	100
LPG y NGL	Km3	224	295	519	229	296	525
Otros	Km3	495	447	942	436	450	886
<b>Total mercado interno</b>	<b>Km3</b>	<b>3.748</b>	<b>3.824</b>	<b>7.572</b>	<b>3.915</b>	<b>3.964</b>	<b>7.879</b>
<b>Exportación</b>							
Motonaftas	Km3	0	15	15	0	0	0
JP1 y Kerosene	Km3	131	119	250	145	126	271
Fuel Oil	Km3	230	61	291	0	0	0
LPG y NGL	Km3	125	59	184	85	76	161
Otros	Km3	392	490	882	466	479	945
<b>Total Exportación</b>	<b>Km3</b>	<b>877</b>	<b>744</b>	<b>1.622</b>	<b>696</b>	<b>681</b>	<b>1.377</b>
<b>Total Ventas prod. petrolíferos</b>	<b>Km3</b>	<b>4.625</b>	<b>4.568</b>	<b>9.194</b>	<b>4.611</b>	<b>4.645</b>	<b>9.256</b>
<b>Ventas de productos químicos</b>							
<b>Mercado interno</b>							
Fertilizantes **	Ktn	72	120	192	97	278	375
Metanol	Ktn	32	40	72	54	78	132
Otros	Ktn	84	69	153	88	89	177
<b>Total mercado interno</b>	<b>ktn</b>	<b>188</b>	<b>229</b>	<b>417</b>	<b>239</b>	<b>446</b>	<b>684</b>
<b>Exportación</b>							
Fertilizantes **	Ktn	27	0	27	49	8	57
Metanol	Ktn	29	39	68	31	0	31
Otros	Ktn	25	17	42	19	15	34
<b>Total Exportación</b>	<b>ktn</b>	<b>81</b>	<b>56</b>	<b>137</b>	<b>99</b>	<b>24</b>	<b>122</b>
<b>Total Ventas prod. químicos</b>	<b>ktn</b>	<b>269</b>	<b>285</b>	<b>554</b>	<b>338</b>	<b>469</b>	<b>806</b>

\* Incluye las ventas de Refinor al 50%

\*\*Incluye las ventas de Profertil al 50%



Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre 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 YPF, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, así como planes, expectativas u objetivos de 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 YPF o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores identificados en los documentos registrados por YPF y sus filiales 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, 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.