

YPF S.A.
Resultados Consolidados
2T 2012



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2012 3

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS 4

 2.1 UPSTREAM.....4

 2.2 REFINO y MARKETING6

 2.3 QUIMICA.....7

 2.4 CORPORACION8

3. HECHOS DESTACADOS DEL TRIMESTRE Y HECHOS POSTERIORES..... 9

4. TABLAS..... 10

 4.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO11

 4.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO12

 4.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....13

 4.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS.....14

La utilidad operativa del segundo trimestre de 2012 alcanzó los 1.859 MARS

| 2T 2011 | 1T 2012 | 2T 2012 | Var.% 2T12/2T11 | Resultado Segundo Trimestre 2012 | Ene-Jun 2011 | Ene-Jun 2012 | Var.% 2012/2011 |
|--------------------|------------|--------------|--------------------|-------------------------------------|-----------------|-----------------|--------------------|
| En millones de ARS | | | | | | | |
| 1.481 | 2.502 | 1.859 | 25,5% | Utilidad operativa | 4.049 | 4.361 | 7,7% |
| 771 | 1.294 | 833 | 8,0% | Utilidad neta | 2.367 | 2.127 | -10,1% |
| 1.075 | 1.962 | 1.837 | 70,9% | Resultado integral | 3.095 | 3.799 | 22,7% |
| 1,96 | 3,29 | 2,12 | 8,0% | Utilidad neta por acción | 6,02 | 5,41 | -10,1% |
| 2.718 | 2.132 | 3.412 | 25,5% | Inversiones | 4.534 | 5.544 | 22,3% |

Nota: Cifras no auditadas. Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2012

La utilidad operativa del segundo trimestre del año 2012 ascendió a 1.859 MARS, siendo la misma un 25,5% superior a la de igual período del año 2011.

Los ingresos ordinarios en el segundo trimestre de 2012 ascendieron a 16.084 MARS un 17,7% superior a 2T 2011. Dicho incremento se debió a los mayores precios de los combustibles líquidos y al mayor despacho de volúmenes de fuel oil.

Los costos de ventas del 2T 2012 fueron superiores en un 19,8% a los del mismo período del año anterior. Dicho incremento se debió principalmente al aumento en los costos de producción, por aproximadamente el 32,1%, el cual se generó a partir de los mayores pagos de regalías a las provincias (por los mayores precios en boca de pozo y el aumento de producción), mayores depreciaciones, el incremento en los gastos de personal, servicios exteriores y transportes y fletes. A su vez, los mayores costos de ventas se vieron afectados por un incremento en las compras (13,7% mayores al 2T 2011), principalmente de biocombustibles y combustibles líquidos.

La utilidad neta del período fue de 833 MARS, siendo la misma un 8,0% superior a la del mismo período del año 2011.

Inversiones

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los 3.412 MARS superando en un 25,5% las realizadas en el 2T 2011. Dicho aumento se produjo debido principalmente al avance de los proyectos en downstream y al incremento de los costos y la mayor complejidad de los proyectos del upstream.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

2.1 UPSTREAM

| 2T 2011 | 1T 2012 | 2T 2012 | Var.% 2T12/2T11 | (Cifras no auditadas) | Ene-Jun 2011 | Ene-Jun 2012 | Var.% 2012/2011 |
|-------------------------|------------|--------------|--------------------|--|-----------------|-----------------|--------------------|
| 640 | 1.990 | 1.377 | 115,2% | Utilidad operativa* (MARS) | 2.417 | 3.367 | 39,3% |
| 183,9 | 227,9 | 227,2 | 23,5% | Producción crudo (Kbbld) | 212,8 | 227,6 | 7,0% |
| 44,1 | 54,7 | 41,9 | -5,0% | Producción NGL (Kbbld) | 48,7 | 48,3 | -0,8% |
| 33,6 | 32,6 | 34,0 | 1,2% | Producción gas (Mm3d) | 34,4 | 33,3 | -3,2% |
| 439,5 | 487,4 | 483,1 | 9,9% | Producción total (Kbped) | 477,7 | 485,2 | 1,6% |
| 267 | 114 | 174 | -34,8% | Gastos de exploración (MARS) | 324 | 288 | -11,1% |
| 2.059 | 1.672 | 2.434 | 18,2% | Inversiones (MARS) | 3.549 | 4.106 | 15,7% |
| Precios Internacionales | | | | | | | |
| 117,0 | 118,5 | 108,4 | -7,4% | Brent** (USD/bbl) | 111,2 | 113,5 | 2,1% |
| 4,4 | 2,5 | 2,4 | -45,2% | Gas Henry Hub** (USD/Mmbtu) | 4,3 | 2,4 | -44,0% |
| Precios de Realización | | | | | | | |
| 56,8 | 69,8 | 70,4 | 23,9% | Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl) | 55,5 | 70,1 | 26,3% |
| 1,96 | 2,73 | 1,86 | -5,1% | Precio promedio gas (USD/Mmbtu) | 2,25 | 2,26 | 0,4% |

* Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Incluye compañías participadas

** Fuente: Reuters

La **utilidad operativa** del upstream ascendió a 1.377 MARS, un 115,2% mayor a la del 2T 2011.

El mayor resultado del trimestre se debió principalmente a la continua adecuación de los precios de crudo en el mercado local y a que durante el segundo trimestre de 2011 las operaciones de la compañía en la región sur de Argentina fueron afectadas por la huelga de trabajadores petroleros de las provincias de Santa Cruz y Chubut. A su vez, el mayor ingreso generado en el trimestre se vio parcialmente compensado por el incremento en los costos operativos en las contrataciones de obra, servicios de reparación y mantenimiento, el pago de regalías a las provincias (debido al mayor precio del petróleo en boca de pozo y el aumento de producción) y las mayores depreciaciones.

En los mercados internacionales, el indicador promedio del 2T 2012 del precio internacional del Brent fue de 108,4 USD/bbl, un 7,4% inferior al del segundo trimestre de 2011. Sin embargo como

consecuencia de las negociaciones entre productores y refinadores en el mercado local el precio del crudo en dicho mercado para el mismo período mejoró un 23,9% hasta los 70,4 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio de venta fue de 1,86 USD/Mmbtu, un 5,1% inferior al del segundo trimestre de 2011, como consecuencia del mix de ventas a los distintos segmentos del mercado.

La producción de crudo alcanzó los 227,2 Kbbld, un 23,5% superior a la del segundo trimestre de 2011 debido a que, como se mencionó anteriormente, en este último período las actividades de la compañía se habían visto afectadas por las huelgas de trabajadores petroleros en las provincias de Santa Cruz y Chubut. La producción de NGL alcanzó durante el trimestre los 41,9 Kbbld, un 5,0% inferior a la del 2T2011, debido a la menor cantidad de gas tratado en nuestras plantas separadoras. En cuanto a la producción de gas natural, en el segundo trimestre de 2012 alcanzó los de 34,0 Mm3d, siendo un 1,2% superior a la del mismo período de 2011. La producción total de hidrocarburos en el segundo trimestre de este año fue de 483,1 Kbped frente a los 439,5 Kbped del mismo período del año anterior.

Los gastos de exploración disminuyeron en un 34,8% debido fundamentalmente a que en el segundo trimestre del año anterior se realizó la perforación del primer pozo exploratorio off-shore en aguas profundas en la cuenca de Malvinas, el cual tuvo un costo aproximado de 200 MARS. Asimismo, cabe destacar que en el presente trimestre, se imputó a resultado el pozo Jaguar correspondiente a nuestra participación en el bloque off-shore de Georgetown, Guyana con costo aproximado de 140 MARS.

El resultado del trimestre de las compañías participadas (controladas y no controladas) del upstream, el cual incluye principalmente a YPF Holdings, YPF International, Mega, Pluspetrol e YPF Servicios Petroleros fue de -262 MARS.

Resultados acumulados

La utilidad operativa acumulada del upstream a junio 2012 ascendió a 3.367 MARS, un 39,3% mayor que en el mismo período de 2011. Este incremento corresponde principalmente a la adecuación de los precios del crudo y a los mayores niveles de producción registrados durante el semestre. Los mayores ingresos obtenidos permitieron compensar los mayores costos operativos registrados durante el semestre.

Inversiones

Las inversiones en upstream llegaron a 2.434 MARS en el 2T 2012, superando a las del mismo período del 2011 en un 18,2%.

Dentro de la actividad en las formaciones convencionales, durante el 2T 2012 continuaron las inversiones principalmente en las áreas Barranca Baya, Cañadon Seco y Manantiales Behr con el objetivo de aumentar el factor de recobro. Además, siguieron adelante los proyectos de recuperación secundaria en las áreas de Señal Picada, Aguada Toledo Sierra Barrosa y Los Perales. Se destacan el progreso en la actividad en el bloque Vizcacheras, en la provincia de Mendoza, donde el 29 de marzo de 2012 se informó un descubrimiento de recursos estimados de 20 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Durante el 2012 las inversiones totales del upstream acumuladas a junio 2012 ascendieron a 4.106 MARS, un 15,7% superiores a las de los primeros seis meses de 2011, fundamentalmente por la mayor actividad en la cuenca neuquina, tanto en exploración no convencional como en desarrollo de áreas convencionales.

2.2 REFINO y MARKETING

| 2T 2011 | 1T 2012 | 2T 2012 | Var.% 2T12/2T11 | (Cifras no auditadas) | Ene-Jun 2011 | Ene-Jun 2012 | Var.% 2012/2011 |
|------------|------------|--------------|--------------------|--|-----------------|-----------------|--------------------|
| 1.033 | 868 | 750 | -27,4% | Utilidad operativa* (MARS) | 1.958 | 1.618 | -17,4% |
| 3.783 | 3.621 | 3.868 | 2,2% | Ventas de productos petrolíferos mercado interno (Km3) | 7.526 | 7.489 | -0,5% |
| 473 | 373 | 405 | -14,4% | Exportación productos petrolíferos (Km3) | 980 | 778 | -20,6% |
| 274 | 265 | 289 | 5,5% | Crudo procesado (Kbped) | 283 | 277 | -2,1% |
| 382 | 365 | 735 | 92,4% | Inversiones (MARS) | 681 | 1.100 | 61,5% |

* Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Incluye compañías participadas

La **utilidad operativa** del segmento de Refino y Marketing en el segundo trimestre de este año ascendió a 750 MARS, un 27,4% menor a la del 2T 2011.

El menor resultado del trimestre se vio afectado principalmente por los incrementos de los costos operativos, el mayor precio de compra de crudo y los mayores volúmenes y precios en las compras de biocombustibles en el mercado local. En cuanto a los ingresos cabe mencionar que los mismos aumentaron aproximadamente un 23,5% fundamentalmente como consecuencia del incremento de los precios de los productos en el mercado local, los mayores volúmenes despachados de naftas (super y premium) y fuel oil y los mejores precios promedio de venta de lubricantes, asfaltos y fuel oil en el mercado interno.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 289 Kbped, un 5,5% superior al del segundo trimestre del 2011, debido fundamentalmente a nuestra mayor producción de crudo. A su vez, el total de volúmenes de ventas de productos petrolíferos en el mercado local aumentó un 2,2% en comparación contra 2T 2011, destacándose el incremento en las ventas de motonaftas y fuel oil y la disminución de las ventas de gas oil al mercado local. En cuanto a las exportaciones, las mismas cayeron un 14,4%, principalmente las de nafta virgen y LPG.

El resultado del trimestre de las compañías participadas del segmento, el cual incluye principalmente a OPESSA y Refinor y ascendió a 59 MARS.

Resultados acumulados

Los resultados acumulados a junio 2012 ascendieron a 1.618 MARS, un 17,4% inferior a los de los primeros seis meses del año 2011. Los mayores ingresos operativos han sido compensados por los efectos negativos ocasionados por los mayores costos operativos y las mayores compras de crudo, biocombustibles y productos petrolíferos.

Inversiones

Las inversiones del trimestre del segmento de Refino y Marketing alcanzaron 735 MARS, superando en un 92,4% a las del mismo período del 2011. Dicho incremento de inversiones se basó fundamentalmente en 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 del segmento de Refino y Marketing a junio 2012 alcanzaron 1.100 MARS, superando en un 61,5% a las del mismo período del 2011, principalmente como consecuencia del avance de los proyectos mencionados previamente.

2.3 QUIMICA

| 2T 2011 | 1T 2012 | 2T 2012 | Var.% 2T12/2T11 | (Cifras no auditadas) | Ene-Jun 2011 | Ene-Jun 2012 | Var.% 2012/2011 |
|------------|------------|------------|--------------------|--|-----------------|-----------------|--------------------|
| 244 | 234 | 192 | -21,3% | Utilidad operativa* (MARS) | 480 | 426 | -11,3% |
| 311 | 241 | 255 | -18,0% | Ventas de productos químicos mercado interno (Ktn) | 549 | 496 | -9,7% |
| 50 | 77 | 53 | 6,0% | Exportación de productos químicos (Ktn) | 184 | 130 | -29,3% |
| 234 | 56 | 194 | -17,1% | Inversiones (MARS) | 241 | 250 | 3,7% |

* Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Incluye compañías participadas

La **utilidad operativa** en el segundo trimestre de este año ascendió a 192 MARS, un 21,3% menor a la del 2T 2011.

A su vez, el resultado del trimestre de las compañías participadas del segmento de química, el cual incluye principalmente a Profertil, ascendió a 42 MARS, siendo este un 50% menor al del 2T 2011, lo que explica en gran parte la variación de la utilidad operativa del negocio.

Resultados acumulados

Los resultados acumulados a junio 2012 ascendieron a 426 MARS, un 11,3% inferior a los de los primeros seis meses del año 2011, principalmente como consecuencia de los menores resultados registrados por Profertil.

Inversiones

Las inversiones del trimestre alcanzaron 194 MARS, un 17,1% inferior a las del mismo período del 2011.

Por su parte, las inversiones acumuladas del segmento de química a junio 2012 alcanzaron los 250 MARS, superando en un 3,7 % a las del mismo período del 2011, principalmente como consecuencia del avance del proyecto del CCR, el cual incrementará la capacidad de producción de naftas en nuestro complejo químico de Ensenada.

2.4 CORPORACION

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

Los gastos netos del segundo trimestre ascendieron a 460 MARS, siendo estos superiores a los del mismo período de 2011 en 24 MARS. Este incremento se vio fundamentalmente afectado por mayores salarios y cargos asociados a licencias y servicios informáticos contratados. Asimismo, cabe mencionar que los resultados obtenidos por la sociedad participada A-Evangelista S.A., en comparación con el mismo trimestre del año 2011, fueron levemente superiores.



3. HECHOS DESTACADOS DEL TRIMESTRE Y HECHOS POSTERIORES

El 26 de julio de 2012 el Directorio de la Sociedad designó al Señor Daniel González como Chief Financial Officer (CFO) y al Señor Jesús Grande como Director de Calidad, Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

El 7 de agosto de 2012 la Secretaria de Energía de la Nación (SEN) mediante la Resolución 1436/2012, publicó nuevos precios de referencia para los biocombustibles, siendo los mismos 4.405,3 pesos por tonelada (aproximadamente un 15% menores que los vigentes previamente). Dicha reducción de precios podría implicar futuros ahorros de costos operativos en nuestro negocio de Refino y Marketing.

El 9 de agosto de 2012 el Poder Ejecutivo Nacional anunció un aumento en los precios de referencia de venta del gas natural a nivel de boca de pozo para el segmento de Gas Natural Comprimido. Dicho aumento lleva el mencionado precio de referencia de 0,15 pesos por metro cúbico a 0,60 pesos por metro cúbico (ambos precios incluyen IVA).

Relación con Inversores

E-mail: inversoresypf@ypf.com

Website: www.ypf.com

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 2782

Fax: 54 11 5441 2113

4. TABLAS
Resultados 2° TRIMESTRE 2012

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

| 2T 2011 | 1T 2012 | 2T 2012 | Var.% 2T12/2T11 | | Ene-Jun 2011 | Ene-Jun 2012 | Var.% 2012/2011 |
|--------------|--------------|--------------|--------------------|--|-----------------|-----------------|--------------------|
| 13.666 | 14.850 | 16.084 | 17,7% | Ingresos Ordinarios | 26.282 | 30.934 | 17,7% |
| (10.108) | (10.414) | (12.112) | 19,8% | Costos de Ventas | (18.529) | (22.526) | 21,6% |
| 3.558 | 4.436 | 3.972 | 11,6% | Utilidad bruta | 7.753 | 8.408 | 8,4% |
| (1.398) | (1.228) | (1.432) | 2,4% | Gastos de comercialización | (2.694) | (2.660) | -1,3% |
| (487) | (479) | (529) | 8,6% | Gastos de administración | (872) | (1.008) | 15,6% |
| (267) | (114) | (174) | -34,8% | Gastos de exploración | (324) | (288) | -11,1% |
| 75 | (113) | 22 | -70,7% | Otros gastos y resultado de las inversiones en sociedades | 186 | (91) | -148,9% |
| 1.481 | 2.502 | 1.859 | 25,5% | Utilidad operativa | 4.049 | 4.361 | 7,7% |
| (93) | (155) | 59 | -163,4% | Resultados financieros | (55) | (96) | 74,5% |
| (617) | (1.053) | (1.085) | 75,9% | Impuesto a las ganancias | (1.627) | (2.138) | 31,4% |
| 771 | 1.294 | 833 | 8,0% | Utilidad neta del periodo | 2.367 | 2.127 | -10,1% |
| 1,96 | 3,29 | 2,12 | 8,0% | Utilidad neta por acción básico y diluida | 6,02 | 5,41 | -10,1% |
| 304 | 668 | 1.004 | 230,3% | Otros Resultados integrales | 728 | 1.672 | 129,7% |
| 1.075 | 1.962 | 1.837 | 70,9% | Resultado integral total del periodo | 3.095 | 3.799 | 22,7% |
| 3.010 | 4.447 | 4.118 | 36,8% | EBITDA | 7.372 | 8.565 | 16,2% |

* EBITDA = Utilidad Neta + intereses netos + impuesto a las ganancias + amortizaciones

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

| | <u>31/12/2011</u> | <u>30/06/2012</u> |
|---|----------------------|----------------------|
| Activo No Corriente | | |
| Activos intangibles | 1.300 | 1.377 |
| Bienes de uso | 43.788 | 47.482 |
| Inversiones en sociedades | 2.013 | 1.924 |
| Activos por impuesto diferido | 30 | 54 |
| Otros créditos y anticipos | 882 | 824 |
| Créditos por ventas | 22 | 24 |
| Total del activo no corriente | <u>48.035</u> | <u>51.685</u> |
| Activo Corriente | | |
| Bienes de cambio | 6.006 | 6.920 |
| Otros créditos y anticipos | 2.788 | 3.173 |
| Créditos por ventas | 3.315 | 3.913 |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | 1.112 | 460 |
| Total del activo corriente | <u>13.221</u> | <u>14.466</u> |
| Total del activo | <u>61.256</u> | <u>66.151</u> |
| Patrimonio Neto | | |
| Aportes de los propietarios | 10.674 | 10.674 |
| Reservas y resultados no asignados | 12.746 | 16.545 |
| Total Patrimonio Neto | <u>23.420</u> | <u>27.219</u> |
| Pasivo No Corriente | | |
| Provisiones | 9.206 | 9.803 |
| Pasivos por impuesto diferido | 2.724 | 3.305 |
| Otras cargas fiscales | 136 | 114 |
| Remuneraciones y cargas sociales | 38 | 41 |
| Préstamos | 4.435 | 743 |
| Cuentas por pagar | 326 | 338 |
| Total del pasivo no corriente | <u>16.865</u> | <u>14.344</u> |
| Pasivo Corriente | | |
| Provisiones | 965 | 926 |
| Impuesto a las ganancias a pagar | - | 821 |
| Otras cargas fiscales | 511 | 1.247 |
| Remuneraciones y cargas sociales | 537 | 547 |
| Prestamos | 7.763 | 9.892 |
| Cuentas por pagar | 11.195 | 11.155 |
| Total del pasivo corriente | <u>20.971</u> | <u>24.588</u> |
| Total del pasivo | <u>37.836</u> | <u>38.932</u> |
| Total del Pasivo y Patrimonio Neto | <u>61.256</u> | <u>66.151</u> |

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

| 2T 2011 | 1T 2012 | 2T 2012 | | Ene-Jun 2011 | Ene-Jun 2012 |
|----------------|----------------|----------------|---|-----------------|-----------------|
| | | | Flujos de Efectivo de las operaciones | | |
| 771 | 1.294 | 833 | Utilidad neta consolidado del período | 2.367 | 2.127 |
| (167) | (3) | 11 | Resultados de las inversiones en sociedades | (298) | 8 |
| 1.412 | 1.790 | 1.925 | Depreciación de bienes de uso | 3.009 | 3.715 |
| 14 | 31 | 34 | Amortización de activos intangibles | 28 | 65 |
| 335 | 209 | 311 | Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones | 486 | 520 |
| 473 | 560 | 224 | Aumento neto de provisiones incluidas en el pasivo | 649 | 784 |
| 92 | 424 | (23) | Cambios en activos y pasivos | (1.741) | 401 |
| 245 | - | 130 | Dividendos cobrados | 251 | 130 |
| (1.454) | 853 | 474 | Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias | (923) | 1.327 |
| 1.721 | 5.158 | 3.919 | Flujos de Efectivo de las Operaciones | 3.828 | 9.077 |
| | | | Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión | | |
| | | | Pagos por inversiones: | | |
| (2.759) | (3.818) | (3.490) | Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles | (4.613) | (7.308) |
| (2.759) | (3.818) | (3.490) | Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión | (4.613) | (7.308) |
| | | | Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación | | |
| (3.192) | (7.629) | (8.059) | Pago de préstamos | (7.091) | (15.688) |
| (97) | (185) | (199) | Pago de intereses | (188) | (384) |
| 5.306 | 6.251 | 7.379 | Préstamos obtenidos | 9.336 | 13.630 |
| (2.753) | - | - | Dividendos Pagados | (2.753) | - |
| (736) | (1.563) | (879) | Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación | (696) | (2.442) |
| 2 | 13 | 8 | Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes | 45 | 21 |
| (1.772) | (210) | (442) | (Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes | (1.436) | (652) |
| 2.662 | 1.112 | 902 | Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio | 2.326 | 1.112 |
| 890 | 902 | 460 | Efectivo y equivalentes al cierre del período | 890 | 460 |
| (1.772) | (210) | (442) | (Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes | (1.436) | (652) |
| | | | COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO | | |
| 384 | 480 | 302 | Caja y Bancos | 384 | 302 |
| 506 | 422 | 158 | Otros Activos Financieros | 506 | 158 |
| 890 | 902 | 460 | TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO | 890 | 460 |

4.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

| | Unidad | 2011 | | | 2012 | | |
|---|-------------|---------------|---------------|------------------|---------------|---------------|------------------|
| | | 1T | 2T | Acum. 2T 2011 | 1T | 2T | Acum. 2T 2012 |
| Upstream | | | | | | | |
| Producción de crudo | Kbbl | 21.787 | 16.731 | 38.518 | 20.738 | 20.678 | 41.416 |
| Producción de NGL | Kbbl | 4.794 | 4.012 | 8.806 | 4.975 | 3.816 | 8.790 |
| Producción de gas | Mm3 | 3.163 | 3.061 | 6.224 | 2.964 | 3.095 | 6.058 |
| PRODUCCION TOTAL | Kbpe | 46.476 | 39.995 | 86.469 | 44.352 | 43.958 | 88.310 |
| Downstream | | | | | | | |
| Ventas de productos petrolíferos | | | | | | | |
| Mercado interno | | | | | | | |
| Motonaftas | Km3 | 984 | 887 | 1.871 | 1.029 | 921 | 1.950 |
| Gasoil | Km3 | 2.054 | 2.154 | 4.208 | 1.910 | 1.971 | 3.881 |
| JP1 y Kerosene | Km3 | 108 | 92 | 200 | 109 | 107 | 216 |
| Fuel Oil | Km3 | 57 | 29 | 86 | 8 | 229 | 237 |
| LPG | Km3 | 195 | 237 | 432 | 196 | 266 | 462 |
| Otros* | Km3 | 345 | 384 | 729 | 369 | 374 | 743 |
| Total mercado interno | Km3 | 3.743 | 3.783 | 7.526 | 3.621 | 3.868 | 7.489 |
| Exportación | | | | | | | |
| Nafta Virgen | Km3 | 96 | 136 | 232 | 37 | 109 | 146 |
| JP1 y Kerosene | Km3 | 145 | 126 | 271 | 139 | 125 | 264 |
| LPG | Km3 | 85 | 76 | 161 | 8 | 17 | 25 |
| Bunker (Gasoil y Fuel Oil) | Km3 | 171 | 123 | 294 | 175 | 142 | 317 |
| Otros* | Km3 | 10 | 12 | 22 | 14 | 12 | 26 |
| Total Exportación | Km3 | 507 | 473 | 980 | 373 | 405 | 778 |
| Total Ventas prod. petrolíferos | Km3 | 4.250 | 4.256 | 8.506 | 3.994 | 4.273 | 8.267 |
| Ventas de productos químicos | | | | | | | |
| Mercado interno | | | | | | | |
| Fertilizantes | Ktn | 35 | 90 | 125 | 18 | 56 | 74 |
| Metanol | Ktn | 54 | 78 | 132 | 80 | 77 | 157 |
| Otros | Ktn | 149 | 143 | 292 | 143 | 122 | 265 |
| Total mercado interno | Ktn | 238 | 311 | 549 | 241 | 255 | 496 |
| Exportación | | | | | | | |
| Metanol | Ktn | 31 | 0 | 31 | 0 | 0 | 0 |
| Otros | Ktn | 103 | 50 | 153 | 77 | 53 | 130 |
| Total Exportación | Ktn | 134 | 50 | 184 | 77 | 53 | 130 |
| Total Ventas prod. químicos | Ktn | 372 | 361 | 733 | 318 | 308 | 626 |
| Ventas de otros productos | | | | | | | |
| Granos, Harinas y Aceites | | | | | | | |
| Mercado interno | Ktn | 12 | 29 | 41 | 157 | 260 | 417 |
| Exportación | Ktn | 28 | 150 | 178 | 1 | 3 | 4 |
| Total Granos, Harinas y Aceites | Ktn | 40 | 179 | 219 | 158 | 263 | 421 |

Este documento contiene ciertas afirmaciones que YPF considera constituyen estimaciones sobre las perspectivas de la compañía (“forward-looking statements”) tal como se definen en la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 (“Private Securities Litigation Reform Act of 1995”).

Dichas afirmaciones pueden incluir declaraciones sobre las intenciones, creencias, planes, expectativas reinantes u objetivos a la fecha de hoy por parte de YPF y su gerencia, incluyendo estimaciones con respecto a tendencias que afecten la futura situación financiera de YPF, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, sus resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volumen de producción, comercialización y reservas, así como con respecto a gastos futuros de capital, inversiones planificados por YPF y expansión y de otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos. Estas declaraciones pueden incluir supuestos sobre futuras condiciones económicas y otras, el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio. Estas declaraciones no constituyen garantías de qué resultados futuros, precios, márgenes, tasas de cambio u otros eventos se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de YPF o que pueden ser difíciles de predecir.

En el futuro, la situación financiera, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volúmenes de producción y comercialización, reservas, gastos de capital e inversiones de YPF y expansión y otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos, así como futuras condiciones económicas y otras como el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio podrían variar sustancialmente en comparación a aquellas contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones. Factores importantes que pudieran causar esas diferencias incluyen pero no se limitan a fluctuaciones en el precio del petróleo y sus derivados, niveles de oferta y demanda, tasa de cambio de divisas, resultados de exploración, perforación y producción, cambios en estimaciones de reservas, éxito en asociaciones con terceros, pérdida de participación en el mercado, competencia, riesgos medioambientales, físicos y de negocios en mercados emergentes, modificaciones legislativos, fiscales, legales y regulatorios, condiciones financieras y económicas en varios países y regiones, riesgos políticos, guerras, actos de terrorismo, desastres naturales, retrasos de proyectos o aprobaciones, así como otros factores descritos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descritos en el Ítem 3 titulada “Key information– Risk Factors” y el Ítem 5 titulada “Operating and Financial Review and Prospects” del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de Diciembre de 2011, registrado ante la Securities and Exchange Commission. En vista de lo mencionado anteriormente, las estimaciones incluidas en este documento pueden no ocurrir.

YPF no se compromete a actualizar o revisar públicamente dichas estimaciones aún en el caso en que eventos o cambios futuros indiquen claramente que las proyecciones o las situaciones contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones no se concretarán.

Este material no constituye una oferta de venta de bonos, acciones o ADRs de YPF S.A en Estados Unidos u otros lugares.

La información contenida en este documento ha sido preparada para ayudar a las partes interesadas en realizar sus propias evaluaciones de YPF.