

YPF S.A.
Resultados Consolidados
1T 2013



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2013 ... 3

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS 6

 2.1 UPSTREAM.....6

 2.2 DOWNSTREAM8

 2.3 CORPORACION.....9

 2.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS9

3. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL10

4. ACTUALIZACIÓN SINIESTRO EN REFINERÍA LA PLATA.....10

5. TABLAS Y NOTAS12

 5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO13

 5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO14

 5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....15

 5.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS.....16

La utilidad operativa del primer trimestre de 2013 alcanzó los 2.533 MARS

	Ene-Mar 2012	Oct-Dic 2012	Ene-Mar 2013	Var.% 2013/2012
En millones de ARS				
Ingresos ordinarios	14.850	18.862	18.634	25,5%
Utilidad operativa	2.499	1.846	2.533	1,3%
Utilidad neta	1.294	1.019	1.258	-2,8%
Resultado integral	1.962	2.364	2.643	34,7%
EBITDA	4.447	5.039	5.365	20,7%
Utilidad neta por acción	3,29	2,59	3,20	-2,8%
Inversiones	2.132	6.812	4.282	100,8%

Nota: Cifras no auditadas. Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)
 EBITDA = Utilidad Neta + intereses netos + impuesto a las ganancias+ impuesto diferido + amortizaciones

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2013

- Los ingresos ordinarios en el primer trimestre de 2013 ascendieron a 18.634 MARS, un 25,5% superior al 1T 2012.
- La utilidad operativa del primer trimestre del año 2013 fue un 1,3% superior a la de igual período del año 2012.
- El EBITDA del presente trimestre totalizó 5.365 MARS, lo cual equivale a un incremento del 20,7% respecto del mismo período del año anterior.
- La utilidad neta alcanzó los 1.258 MARS, siendo la misma un 2,8% inferior a la del mismo período del año 2012.
- Las inversiones de bienes de uso en el primer trimestre del año fueron de 4.282 MARS, lo que representa un significativo incremento del 100,8% respecto de los 2.132 MARS invertidos durante el primer trimestre de 2012.

- En el primer trimestre del año, la producción de crudo disminuyó un 0,7% respecto del primer trimestre de 2012, totalizando 226,3 Kbbld, mientras que la producción de gas natural, alcanzó los 31,4 Mm3d, siendo un 3,7% inferior a la del mismo período de 2012.
- En el negocio del downstream, en el primer trimestre de 2013 los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron 90%, un 8,7% más que en el primer trimestre de 2012, incrementando la producción de productos refinados.

La utilidad operativa del primer trimestre del año 2013 ascendió a 2.533 MARS, siendo la misma un 1,3% superior a la de igual período del año 2012, fundamentalmente debido a que los aumentos de ingresos alcanzaron a superar levemente los aumentos de las compras de crudo e importación de combustibles y los aumentos de costos de producción.

Los ingresos operativos en el primer trimestre de 2013 ascendieron a 18.634 MARS, un 25,5% superior a los del mismo período del año anterior. Dicho incremento ha sido generado a partir del aumento en las ventas de combustibles líquidos en el mercado interno, a partir de mayores volúmenes (12,6% en naftas y 1,9% en gasoil) y mayores precios alcanzados (26,8% en naftas y 20,9% en gasoil); asimismo, cabe resaltar el incremento sustancial de los volúmenes de fuel oil comercializados en el mercado interno que se incrementaron de 8 Km3 a 129 Km3. También fue importante el efecto positivo del incremento de precios logrado en términos del gas natural, como consecuencia de la entrada en vigencia del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural y la recomposición del precio promedio en pesos de los segmentos GNC, usinas e industrias (totalizando de este modo un efecto neto de ingresos por ventas de gas de 504 MARS).

Los costos de ventas del 1T 2013 fueron superiores en un 33,8% a los del primer trimestre del año 2012. Las compras aumentaron un 55,7% respecto a las del primer trimestre de 2012 principalmente como consecuencia del incremento en los volúmenes comprados de crudo a productores locales y el incremento de los volúmenes importados de gasoil y nafta, ello con motivo de lograr un mayor nivel de procesamiento en las refinerías (+8,7%) y optimizar el abastecimiento de combustibles líquidos en el mercado interno. Por su parte, se destaca el aumento en los costos de producción, por aproximadamente el 24,9%, los cuales se acrecentaron fundamentalmente con motivo de los mayores cargos relacionados a servicios contratados exteriormente y alquileres de equipos e instalaciones; además se destacan los mayores pagos de regalías de crudo (originados en un mayor valor en boca de pozo en pesos y en el incremento de alícuotas producto de la reciente renovación de concesiones), mayores amortizaciones (339 MARS) vinculadas a las mayores inversiones efectuadas, y, finalmente, el incremento en los gastos de personal.

La utilidad neta del período fue de 1.258 MARS, un 2,8% inferior a la del mismo período del año 2012, encontrándose afectada dicha disminución por el efecto generado por el impuesto diferido de -481 MARS.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los 4.282 MARS superando en un 100,8% las realizadas en el 1T 2012. Las mayores inversiones han sido producto del incremento de



actividades llevadas a cabo en lo que concierne a la actividad de explotación, principalmente en áreas no convencionales, y consecuencia del avance del conjunto de proyectos referentes a nuestros segmentos de Downstream.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

2.1 UPSTREAM

(Cifras no auditadas)	Ene-Mar 2012	Oct-Dic 2012	Ene-Mar 2013	Var.% 2013/2012
Utilidad operativa* (MARS)	2.113	1.194	1.872	-11,4%
Ventas netas (MARS)	7.652	8.679	8.837	15,5%
Producción crudo (Kbbld)	227,9	225,2	226,3	-0,7%
Producción NGL (Kbbld)	54,7	53,2	54,6	-0,2%
Producción gas (Mm3d)	32,6	32,2	31,4	-3,7%
Producción total (Kbped)	487,4	480,9	478,3	-1,9%
Gastos de exploración (MARS)	114	118	76	-33,7%
Inversiones (MARS)	1.672	5.091	3.654	118,5%
Amortizaciones (MARS)	1.530	1.800	1.841	20,3%
Precios Internacionales				
Brent** (USD/bbl)	118,5	110,1	112,5	-5,1%
Gas Henry Hub** (USD/Mmbtu)	2,5	3,5	3,5	39,8%
Precios de Realización				
Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	69,8	69,3	68,6	-1,7%
Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	2,73	2,82	3,73	36,6%

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

**Fuente: Reuters

La **utilidad operativa** del upstream ascendió a 1.872 MARS, un 11,4% inferior a la del 1T 2012.

El menor resultado del trimestre se debió principalmente al incremento de los costos operativos (25,7%) que se ubicó por encima del incremento de los ingresos netos de crudo y gas natural (15,5%). Dicho incremento se encuentra vinculado fundamentalmente al aumento de costos de producción relacionados a la actualización de tarifas que comenzó en el segundo trimestre de 2012 y la mayor actividad realizada en las contrataciones de obras, reparaciones y mantenimientos; mayores consumos de materiales e incrementos en gastos de personal. Sin embargo, cabe destacar que dichos costos operativos han comenzado a estabilizarse mostrando una disminución del 7% en relación al 4T 2012. A su vez, se han registrado mayores amortizaciones (311 MARS) como



consecuencia del incremento en inversiones y las mayores regalías, fundamentalmente de crudo (188 MARS), por un mayor precio denominado en pesos en boca de pozo y a causa del efecto de la mayor alícuota de regalías como producto de la extensión de concesiones en Santa Cruz.

El precio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el primer trimestre de 2013 disminuyó un 1,7% hasta los 68,6 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio de venta fue de 3,73 USD/Mmbtu, un 36,6% superior al del primer trimestre de 2012, esencialmente como resultado del mejor precio obtenido por el efecto del ya mencionado contrato firmado en diciembre de 2012 para recibir 7,5 USD/Mmbtu por el gas adicional y por las ventas a los segmentos de GNC, usinas e industrias. La producción de crudo y de NGL alcanzó los 226,3 Kbbld y 54,6 Kbbld respectivamente, un 0,7% inferior y un 0,2% inferior a las del primer trimestre de 2012. En cuanto a la producción de gas natural, en el primer trimestre de 2013 alcanzó los 31,4 Mm3d, siendo un 3,7% inferior a la del mismo período de 2012. De esta manera, la producción total de hidrocarburos en el primer trimestre del año 2013 fue de 478,3 Kbped frente a los 487,4 Kbped del mismo período del año anterior. Sin embargo, se sigue revirtiendo la tendencia declinante de la producción de años anteriores, lo que puede verse al compararse la producción de crudo del trimestre con el cuarto trimestre del 2012, la cual muestra un crecimiento del promedio diario del 0,5% (+1,1 Kbbld).

El resultado del trimestre de las compañías participadas (controladas y no controladas) del upstream, el cual incluye principalmente a YPF Holdings, YPF International e YPF Servicios Petroleros fue de -48,3 MARS, en comparación a +10 MARS del primer trimestre del 2012.

Inversiones

Las inversiones en upstream llegaron a 3.654 MARS en el 1T 2013, superando a las del mismo período del 2012 en un 118,5%.

En cuanto a la actividad de desarrollo, se destacan las inversiones efectuadas en la cuenca neuquina, especialmente en Loma La Lata, Aguada Toledo Sierra Barrosa y el área Octógono; por su parte, en la cuenca del Golfo San Jorge, han continuado las inversiones en las áreas de Manantiales Behr y El Trébol, con el objeto de incrementar el factor de recobro; asimismo, cabe resaltar las actividades realizadas en la provincia de Santa Cruz, primordialmente en las áreas Barranca Baya y Los Perales, y el progreso en la actividad en el bloque Vizcacheras, en la provincia de Mendoza.

En lo que concierne a la actividad exploratoria durante el primer trimestre del año 2013, en la cuenca neuquina, se han efectuado inversiones fundamentalmente en las áreas de Las Tacanas, Pampa de las Yeguas y Chihuido de la Sierra Negra; a su vez, cabe resaltar las inversiones efectuadas en el área Escalante-El Trébol, perteneciente a la cuenca del Golfo San Jorge; y finalmente, aquéllas inversiones en la cuenca de Bolsón del Bermejo, provincia de La Rioja.

2.2 DOWNSTREAM

(Cifras no auditadas)	Ene-Mar 2012	Oct-Dic 2012	Ene-Mar 2013	Var.% 2013/2012
Utilidad operativa* (MARS)	1.063	1.156	1.210	13,8%
Ventas netas (MARS)	14.741	17.864	18.264	23,9%
Ventas de productos petrolíferos mercado interno (Km3)	3.621	4.037	3.889	7,4%
Exportación productos petrolíferos (Km3)	373	450	450	20,6%
Ventas de productos químicos mercado interno (Ktn)	223	199	179	-19,5%
Exportación de productos químicos (Ktn)	77	126	70	-9,1%
Crudo procesado (Kbped)	265	293	288	8,7%
Utilización de las refinерías (%)	83%	92%	90%	
Inversiones (MARS)	421	1.717	596	41,8%
Amortizaciones (MARS)	222	299	286	28,9%
Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (USD/m3)	632	662	694	9,7%
Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (USD/m3)	723	750	756	4,6%

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

** No incluye las ventas de fertilizantes.

La **utilidad operativa** del downstream en el primer trimestre de este año ascendió a 1.210 MARS, un 13,8% superior a la utilidad de 1.063 MARS del 1T 2012.

El mayor resultado del trimestre se vio favorecido por las mayores ventas netas, las cuales han ascendido un 23,9% en relación al primer trimestre del año 2012. El mencionado aumento se ha debido primordialmente a los mayores precios promedios en pesos alcanzado en naftas (+26,8%) y en gasoil (+20,9%), lo cual representó un mayor ingreso de +1.936 MARS; y, también, a los mayores volúmenes comercializados de dichos productos en comparación al primer trimestre de 2012, con un aumento de +12,6% en el caso de las naftas (424 MARS) y un incremento de +1,9% en el caso del gas oil (225 MARS). Por su parte, cabe mencionar los ingresos obtenidos como consecuencia de los mayores volúmenes de fuel oil comercializados a precios ligeramente superiores (305 MARS), los cuales han sido destinados principalmente a la generación de electricidad; los mayores volúmenes exportados de GLP (255 MARS); y finalmente, los incrementos registrados en los volúmenes exportados de harinas y



aceites (193 MARS). Por su parte, en cuanto a los costos operativos (+25,5%), se destacan el aumento en el precio promedio y en los volúmenes comprados de crudo a otros productores con motivo de aumentar el nivel de procesamiento en refinerías como también las mayores importaciones de Eurodiesel y de nafta Premium; al mismo tiempo, se han registrado incrementos en las tarifas de servicios de reparación y mantenimientos y mayores tarifas de transporte de crudo y uso de instalaciones portuarias.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 288 Kbped, un 8,7% superior al del primer trimestre del 2012.

Las ventas de productos químicos tanto en el mercado interno como en el mercado externo disminuyeron, registrando descensos de 19,5% y de 9,1%, respectivamente, en comparación a las del 1T2012.

El resultado del trimestre de las compañías controladas del downstream, el cual incluye principalmente a OPESSA, ELERAN e YPF Brasil, ascendió a 70,6 MARS, un 44% superior al del primer trimestre de 2012.

Inversiones

Las inversiones del trimestre del downstream alcanzaron 596 MARS, superando en un 41,8% a las del mismo período del 2012. Dicho incremento ha sido como resultado del avance del conjunto de proyectos plurianuales que tienen por objeto incrementar la capacidad de producción de naftas y gasoil, así como la calidad de dichos productos. En este sentido, se destacan los proyectos de implementación de la unidad de Coque en el complejo La Plata y las actividades desarrolladas en relación al reformador catalítico continuo en el complejo químico de Ensenada.

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 previamente mencionados.

Los gastos netos del primer trimestre ascendieron a 549 MARS, siendo estos inferiores a los del mismo período de 2012 en 128 MARS. Esta disminución ha sido causa básicamente de menores cargos medioambientales de la sociedad controlada YPF Holdings en comparación al primer trimestre de 2012 (+61 MARS) y menores cargos vinculados a la contratación de servicios informáticos (+190 MARS), lo cual ha sido parcialmente compensados por mayores sueldos y cargas sociales (-35 MARS) y por las mayores pérdidas de la sociedad controlada A-Evangelista S.A (-133 MARS) debido a los menores márgenes operativos registrados en sus actividades de montaje de obras y servicios.

2.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas mostró una variación negativa de 3 MARS en relación al resultado obtenido en el primer trimestre de 2012; siendo neutro el resultado del presente trimestre como consecuencia de que los mayores resultados obtenidos por las compañías Refinor, Profertil y



nuestra participación en Pluspetrol Energy fueron compensados por los menores resultados de las compañías MEGA e Inversora y Central Dock Sud.

3. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

En relación al cierre de Diciembre del año 2012, la deuda financiera total se incrementó de 17.104 MARS a 18.538 MARS, mientras que el efectivo y equivalentes disminuyeron levemente al cierre del primer trimestre del año, alcanzando los 4.315 MARS (-9%). El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del primer trimestre de 2013 fue de 18,92%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 5,38%.

Se destacan durante el primer trimestre la emisión de las Obligaciones Negociables Clase XIV, Clase XIII (reapertura) y Clase XV. La primera de ellas por un monto de 300 MARS, un plazo de 12 meses y una tasa de interés fija de 19%; la segunda de ellas, por un monto total de 500 MARS y una tasa de interés variable (BADLAR) más un spread de 279 puntos básicos; por último, la obligación negociable Clase XV fue en la modalidad dólar link (suscripción en pesos al tipo de cambio y pago en pesos al tipo de cambio a la fecha de vencimiento) por un monto de 229,8 MUSD, una tasa de interés fija de 2,5% y un plazo de 21 meses.

A la fecha y con posterioridad al cierre del primer trimestre, se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XVI, XVII, XVIII y XIX. La Clase XVI por un monto de 300 MARS, un plazo de 12 meses y una tasa de interés fija de 19%, la Clase XVII por un monto de 2.250 MARS, un plazo promedio de 78 meses y una tasa de interés variable (BADLAR) más un spread de 2,25%, la Clase XVIII con la modalidad dólar link por un monto de 61 MUSD, una tasa de interés fija de 0,1% y un plazo de 24 meses y la Clase XIX también con la modalidad dólar link por un monto de 89 MUSD, una tasa de interés fija de 1,29% y un plazo de 48 meses.

4. ACTUALIZACIÓN SINIESTRO EN REFINERÍA LA PLATA

El 2 de abril de 2013 nuestras instalaciones en la refinería La Plata fueron afectadas por un fuerte temporal sin precedentes, el cual determinó el incendio y consecuente afectación de las unidades de Coke A y Topping C en dicha refinería. El incidente mencionado afectó en forma temporal la capacidad de procesamiento de crudo de la Refinería, la cual debió ser parada en su totalidad. Durante los 7 días posteriores al suceso logró restablecer a aproximadamente 100 mbb/día la capacidad de procesamiento mediante la puesta en marcha de dos unidades de destilación (Topping IV y Topping D). Al día de la fecha, se están llevando a cabo las evaluaciones técnicas correspondientes que determinarán tanto la fecha de puesta en marcha del Topping C (la Sociedad se encuentra realizando sus mayores esfuerzos para su puesta en marcha en un plazo que se estima en aproximadamente 60 días de la fecha del incidente), así como la capacidad operativa alcanzable sin la utilización del Coke A, todo lo cual se estima permitirá llevar la capacidad de procesamiento a aproximadamente 150 mbb/día en el período antes mencionado. Asimismo, se espera en el año 2015 la puesta en marcha del proyecto de nuevo Coke A, el cual reemplazará a la antigua unidad la cual ha quedado en desuso a partir del



incidente mencionado. Para cubrir la brecha de producción faltante estimamos incrementar las importaciones de combustibles para seguir satisfaciendo la demanda local.

Al día de la fecha, la Sociedad se encuentra en proceso de evaluación de los impactos financieros y operativos derivados detallados del incidente y, consecuentemente, el análisis de las acciones a implementar con el objetivo de determinar la mejor estrategia de negocios. Además nos encontramos en el proceso de la recopilación de la información necesaria para dar curso a las coberturas de seguros existentes.

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 1° TRIMESTRE 2013

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

	Ene-Mar 2012	Oct-Dic 2012	Ene-Mar 2013	Var.% 2013/2012
Ingresos Ordinarios	14.850	18.862	18.634	25,5%
Costos de Ventas	(10.414)	(14.138)	(13.938)	33,8%
Utilidad bruta	4.436	4.724	4.696	5,9%
Gastos de comercialización	(1.228)	(1.640)	(1.481)	20,6%
Gastos de administración	(479)	(702)	(549)	14,6%
Gastos de exploración	(114)	(118)	(76)	-33,7%
Otros gastos	(116)	(418)	(57)	-50,7%
Utilidad operativa	2.499	1.846	2.533	1,3%
Resultado de las inversiones en sociedades	3	16	(0)	-106,0%
Resultados financieros	(155)	609	195	-225,6%
Impuesto a las ganancias	(908)	(474)	(844)	-7,0%
Impuesto diferido	(145)	(978)	(626)	331,8%
Utilidad neta del período	1.294	1.019	1.258	-2,8%
Utilidad neta por acción básico y diluida	3,29	2,59	3,20	-2,8%
Otros Resultados integrales	668	1.345	1.385	107,3%
Resultado integral total del período	1.962	2.364	2.643	34,7%
EBITDA	4.447	5.039	5.365	20,7%

Nota: Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

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

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

	<u>31/12/2012</u>	<u>31/03/2013</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	1.492	1.536
Bienes de uso	56.971	60.990
Inversiones en sociedades	1.914	1.968
Activos por impuesto diferido	48	85
Otros créditos y anticipos	1.161	1.483
Créditos por ventas	15	19
Total del activo no corriente	<u>61.601</u>	<u>66.081</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	6.922	7.264
Otros créditos y anticipos	2.635	2.421
Créditos por ventas	4.044	5.554
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.747	4.315
Total del activo corriente	<u>18.348</u>	<u>19.554</u>
Total del activo	<u>79.949</u>	<u>85.635</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.674	10.674
Reservas y resultados no asignados	20.586	23.229
Total Patrimonio Neto	<u>31.260</u>	<u>33.903</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	10.663	11.194
Pasivos por impuesto diferido	4.685	5.348
Otras cargas fiscales	101	96
Remuneraciones y cargas sociales	48	53
Préstamos	12.100	13.961
Cuentas por pagar	162	159
Total del pasivo no corriente	<u>27.759</u>	<u>30.811</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	820	852
Impuesto a las ganancias a pagar	541	616
Otras cargas fiscales	920	1.316
Remuneraciones y cargas sociales	789	660
Prestamos	5.004	4.577
Cuentas por pagar	12.856	12.900
Total del pasivo corriente	<u>20.930</u>	<u>20.921</u>
Total del pasivo	<u>48.689</u>	<u>51.732</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>79.949</u>	<u>85.635</u>

Nota: Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

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

	Ene-Mar 2012	Oct-Dic 2012	Ene-Mar 2013
Flujos de Efectivo de las operaciones			
Utilidad neta consolidado del período	1.294	1.019	1.258
Resultados de las inversiones en sociedades	(3)	(16)	0
Depreciación de bienes de uso	1.790	2.168	2.168
Amortización de activos intangibles	31	50	41
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	209	324	425
Aumento neto de provisiones incluidas en el pasivo	560	899	416
Aumento de provisiones de bienes de uso	-	(1)	-
Cambios en activos y pasivos	424	(793)	(1.277)
Dividendos cobrados	-	253	-
Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	853	837	739
Flujos de Efectivo de las Operaciones	5.158	4.740	3.770
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión			
Pagos por inversiones:			
Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(3.818)	(5.024)	(4.744)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(3.818)	(5.024)	(4.744)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación			
Pago de préstamos	(7.629)	(5.876)	(1.956)
Pago de intereses	(185)	(336)	(531)
Préstamos obtenidos	6.251	10.538	3.010
Dividendos Pagados	-	(303)	-
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(1.563)	4.023	523
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	13	30	19
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(210)	3.769	(432)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	1.112	978	4.747
Efectivo y equivalentes al cierre del período	902	4.747	4.315
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(210)	3.769	(432)
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO			
Caja y Bancos	480	950	718
Otros Activos Financieros	422	3.797	3.597
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	902	4.747	4.315

Nota: Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

5.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2012					2013
		1T	2T*	3T*	4T	Acum. 4T 2012	1T
Upstream							
Producción de crudo	Kbbl	20.738	20.683	21.095	20.715	83.231	20.365
Producción de NGL	Kbbl	4.975	3.818	3.722	4.892	17.407	4.918
Producción de gas	Mm3	2.964	3.101	3.194	2.962	12.221	2.824
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	44.352	44.005	44.903	44.239	177.499	43.045
Downstream							
Ventas de productos refinados							
Mercado interno							
Motonaftas	Km3	1.029	921	1.053	1.126	4.129	1.159
Gasoil	Km3	1.910	1.971	2.075	2.073	8.029	1.946
JP1 y Kerosene	Km3	109	107	112	116	444	108
Fuel Oil	Km3	8	229	332	193	762	129
LPG	Km3	196	266	252	158	872	168
Otros**	Km3	369	374	391	371	1.505	379
Total mercado interno	Km3	3.621	3.868	4.215	4.037	15.741	3.889
Exportación							
Nafta Virgen	Km3	37	109	7	32	185	0
JP1 y Kerosene	Km3	139	125	130	131	525	131
LPG	Km3	8	17	28	117	170	123
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	175	142	160	162	639	186
Otros**	Km3	14	12	19	8	53	10
Total Exportación	Km3	373	405	344	450	1.572	450
Total ventas productos refinados	Km3	3.994	4.273	4.559	4.487	17.313	4.339
Ventas de productos químicos							
Mercado interno							
Fertilizantes	Ktn	18	56	61	70	205	24
Metanol	Ktn	80	77	63	48	268	49
Otros	Ktn	143	122	126	151	542	130
Total mercado interno	Ktn	241	255	250	269	1.015	203
Exportación							
Metanol	Ktn	0	0	0	41	41	8
Otros	Ktn	77	53	78	85	293	62
Total exportación	Ktn	77	53	78	126	334	70
Total ventas productos químicos	Ktn	318	308	328	395	1.349	273
Ventas de otros productos							
Granos, harinas y aceites							
Mercado interno	Ktn	157	260	165	89	671	39
Exportación	Ktn	1	3	41	60	105	87
Total granos, harinas y aceites	Ktn	158	263	206	149	776	126

*La producción del segundo y tercer trimestre de 2012 fue recalculada a partir del cierre anual de reservas.

** Incluye principalmente ventas de aceites y bases lubricantes, grasas, asfaltos y carbón residual, entre otros.



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 2012, 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.

Relación con Inversores

E-mail: inversoresypf@ypf.com

Website: www.ypf.com

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 2911

Fax: 54 11 5441 2113