

YPF S.A.
Resultados Consolidados
3T 2013



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 20133

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS5

 2.1 UPSTREAM.....5

 2.2 DOWNSTREAM8

 2.3 CORPORACION10

 2.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS10

3. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL10

4. YPF ENERGÍA ELÉCTRICA11

5. ACUERDO PARA EL DESARROLLO DE GAS NO CONVENCIONAL12

6. TABLAS y NOTAS13

 6.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO14

 6.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO15

 6.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....16

 6.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS.....17

La utilidad operativa del tercer trimestre de 2013 alcanzó los 3.444 MARS, un 104% mayor que en el tercer trimestre de 2012.

3T 2012	2T (*) 2013	3T 2013	Var.% 2013/2012	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2012	Ene-Sep (*) 2013	Var.% 2013/2012
17.378	21.941	24.244	39,5%	Ingresos Ordinarios (MARS)	48.312	64.819	34,2%
1.688	2.218	3.444	104,0%	Utilidad operativa (MARS)	6.057	8.195	35,3%
756	1.091	1.414	87,0%	Utilidad neta(**) (MARS)	2.883	3.763	30,5%
4.449	5.765	7.690	72,8%	EBITDA (MARS)	13.014	18.820	44,6%
1,92	2,77	3,60	87,0%	Utilidad neta por acción (ARS/acción)	7,33	9,57	30,5%
1.980	2.911	4.573	131,0%	Resultado integral (MARS)	5.779	10.127	75,2%
4.129	6.510	8.028	94,4%	Inversiones (***) (MARS)	9.673	18.820	94,6%

Nota: Cifras no auditadas.

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

(*) Para el segundo trimestre de 2013 y el acumulado Ene-Sep 2013 se presentan los resultados recurrentes, que no incluye el impacto de la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguaiana Empreidimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM).

(**) Atribuible al accionista controlante

(***)No incluye las altas de bienes de uso de Metrogas por 3.137 MARS y de YPF Energía Eléctrica 1.878 MARS.

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

- Los ingresos ordinarios en el tercer trimestre de 2013 ascendieron a 24.244 MARS, un 39,5% superiores al tercer trimestre de 2012.
- La utilidad operativa del tercer trimestre del año 2013 fue un 104% superior a la de igual período del año 2012, alcanzando 3.444 MARS.
- En el tercer trimestre de 2013 el EBITDA fue 7.690 MARS, un 72,8% superior al 3T 2012.
- La utilidad neta del tercer trimestre fue 1.414 MARS, un 87% superior a la del mismo período del año 2012.
- En el tercer trimestre del año, la producción total de hidrocarburos aumentó 1,7% respecto del mismo trimestre del año 2012, consolidándose la reversión de la tendencia declinante que venía teniendo la producción. La producción de crudo aumentó un 2,5%, totalizando 235,1 Kbbld, mientras que la producción de gas natural, alcanzó los 35,6 Mm3d, siendo un 2,6% superior a la del mismo período de 2012. A su vez, se destaca que en comparación al trimestre inmediatamente anterior, la producción de crudo aumentó 3,0% (+6,9 Kbbld) y la de gas 7,8% (+2,6 Mm3d).

- En cuanto a la producción (neta para YPF) de los campos operados por YPF en el 3T 2013, ésta aumentó un 3,4% en crudo y un 4,7% en gas natural, comparada con el 3T 2012, compensando así el declino de los campos no operados.
- En el negocio del downstream, en el tercer trimestre de 2013, como consecuencia de una recuperación mejor que la esperada al siniestro en la Refinería de La Plata, el total de crudo procesado alcanzó los 292 Kbbld, solamente un 4,6% menos que el mismo trimestre del año anterior.
- Las inversiones de bienes de uso en el tercer trimestre del año fueron de 8.028 MARS, lo que representa un aumento del 94,4% respecto de los 4.129 MARS invertidos durante el 3T 2012.

Los ingresos ordinarios del tercer trimestre de 2013 ascendieron a 24.244 MARS, un 39,5% superior a los del tercer trimestre de 2012. Dicho incremento ha sido generado principalmente por los aumentos en las ventas de combustibles líquidos y gas natural en el mercado interno. Las ventas de combustibles aumentaron principalmente como resultado de un aumento en los volúmenes vendidos de naftas y de los incrementos de precios tanto en naftas como en gasoil. El incremento de ingresos en términos de ventas de gas natural en el mercado domestico fue de 1.542 MARS, principalmente como consecuencia del impacto del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural. En materia de exportaciones, se destacan la ventas de harinas y aceites que aumentaron 595 MARS y las de crudo alcanzaron los 224 MARS en el presente trimestre (no se habían registrado exportaciones de crudo en 2012).

Los costos de ventas del 3T 2013 fueron superiores en un 31,4% a los del tercer trimestre del año 2012. Las compras aumentaron un 33,7% respecto a las del tercer trimestre de 2012 principalmente como consecuencia del incremento en los precios denominados en pesos del crudo comprado a productores locales (+499 MARS), mayores volúmenes importados de gasoil (principalmente Eurodiesel) y a mayores precios en pesos (+395 MARS) y el incremento en los precios y volúmenes de biocombustibles comprados (+324 MARS). Por su parte, los otros costos de venta aumentaron aproximadamente el 30,1%, fundamentalmente con motivo de mayores amortizaciones (+801 MARS) asociadas al incremento de actividad, mayores cargos relacionados a contrataciones de obras y servicios (+482 MARS), mayores pagos de regalías de crudo (+302 MARS) -originados en un mayor valor en boca de pozo en pesos-, y, en menor medida, el incremento en los gastos de personal (+262 MARS).

La utilidad neta del período fue de 1.414 MARS, un 87% superior a la del mismo período del año 2012.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los 8.028 MARS superando en un 94,4% las realizadas en el 3T 2012. Las mayores inversiones han sido producto del incremento de actividades llevadas a cabo en lo que concierne a la actividad de explotación de upstream y también como consecuencia del avance del conjunto de proyectos referentes a nuestro segmento de downstream.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

2.1 UPSTREAM

3T 2012	2T (*) 2013	3T 2013	Var.% 2013/2012	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2012	Ene-Sep (*) 2013	Var.% 2013/2012
937	1.443	2.135	127,8%	Utilidad operativa (MARS)	4.508	5.450	20,9%
7.910	10.224	10.963	38,6%	Ventas netas (MARS)	23.079	30.024	30,1%
229,3	228,2	235,1	2,5%	Producción crudo (**) (Kbbld)	228,2	229,9	0,8%
40,5	45,7	37,7	-6,9%	Producción NGL (**) (Kbbld)	45,7	46,0	0,7%
34,7	33,0	35,6	2,6%	Producción gas (**) (Mm3d)	33,8	33,3	-1,4%
488,1	481,4	496,5	1,7%	Producción total (**) (Kbped)	486,4	485,4	-0,2%
176	170	279	58,7%	Gastos de exploración (MARS)	464	525	13,1%
2.920	5.514	6.642	127,5%	Inversiones (MARS)	7.026	15.810	125,0%
1.904	2.173	2.675	40,5%	Amortizaciones (MARS)	5.084	6.689	31,6%
Precios Internacionales							
109,6	102,6	110,3	0,6%	Brent (***) (USD/bbl)	112,2	108,4	-3,4%
2,8	4,1	3,6	28,8%	Gas Henry Hub (***) (USD/Mmbtu)	2,6	3,7	42,3%
Precios de Realización							
70,4	71,4	70,8	0,6%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	70,2	70,3	0,1%
1,67	3,89	3,91	134,2%	Precio promedio gas (****) (USD/Mmbtu)	2,04	3,87	89,6%

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

(*)Para el segundo trimestre de 2013 y el acumulado Ene-Sep 2013 se presentan los resultados recurrentes, que no incluye el impacto de la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguiana Empprendimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM).

(**)La producción incorpora a partir del 1 de agosto de 2013 la participación correspondiente al 27% en el consorcio Ramos dedicado a la Exploración y Producción de Hidrocarburos que ahora es parte de YPF Energía Eléctrica. En el 3T 2013 incorpora 0,19 Kbbld de crudo, 0,31 Kbbld de NGL, 0,43 Mm3d de gas y 3,2 Kbped totales.

(***)Fuente: Reuters

(****) El precio promedio del gas natural del 2T 2013 fue recalculado.

La **utilidad operativa** del upstream ascendió a 2.135 MARS, un 127,8% superior a la del 3T 2012.

Las ventas crecieron un 38,6% en relación al tercer trimestre de 2012, principalmente por el aumento de las ventas de crudo y gas natural. Las ventas de crudo aumentaron un 25,3% (+1.778 MARS) debido al incremento de precio del barril en pesos del 22% y, por los mayores volúmenes producidos (+2,5%),



incluyendo la exportación de 0,39 MBbl de crudo por 224 MARS en el presente trimestre, mientras que no se habían registrado exportaciones de crudo en 2012. Los ingresos de gas natural aumentaron un 192% en relación al 3T 2012, como resultado de mayores volúmenes producidos (+2,6%) y el impacto del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural que fue de 1.656 MARS en el trimestre.

Como resultado del incremento de actividad que comenzó en el año 2012 en upstream, en el tercer trimestre del año 2013 se logró consolidar la reversión de la tendencia declinante de la producción de años anteriores con un aumento en la producción de crudo y gas en comparación a la del tercer trimestre 2012, alcanzando una producción de 235,1 Kbbld de crudo (+2,5%) y de 35,6 Mm3d de gas natural (+2,6%). Por su parte, la producción de NGL fue de 37,7 Kbbld lo que representa una caída del 6,9% respecto al 3T 2012. De esta manera, la producción total de hidrocarburos en el tercer trimestre del año 2013 fue de 496,5 Kbped frente a los 488,1 Kbped del mismo período del año anterior. En la misma línea, se destaca que al compararse la producción de crudo y gas del trimestre con la del trimestre inmediatamente anterior, muestra un crecimiento del promedio diario del 3,0% (+6,9 Kbbld) en crudo y de 7,8% (+2,6 Mm3d) en gas. A su vez, en comparación con el tercer trimestre del año 2012, la producción (neta para YPF) de los campos operados por YPF aumentó un 3,4% en crudo y un 4,7% en gas natural, compensando así el declino de los campos no operados.

El precio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el tercer trimestre de 2013 aumentó un 0,6% hasta los 70,8 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio fue de 3,91 USD/Mmbtu, un 134,2% superior al del tercer trimestre de 2012, esencialmente como resultado de la entrada en vigencia del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural el cual permite percibir a la Sociedad 7,5 USD/Mmbtu por el gas adicional inyectado.

Los costos operativos, en el tercer trimestre de 2013 aumentaron un 26,6%, principalmente por la mayor actividad y mayores tarifas en las contrataciones de obras, reparaciones y mantenimientos; en menor medida también contribuyeron los mayores consumos de materiales e incrementos en gastos de personal. Sin embargo, cabe destacar que dichos costos operativos han continuado estabilizándose, mostrando niveles similares en dólares a los de los últimos trimestres. A su vez, se han registrado mayores amortizaciones (+771 MARS) como consecuencia del incremento en inversiones, mayores regalías de crudo (+302 MARS), fundamentalmente por un mayor precio denominado en pesos en boca de pozo y un aumento en los gastos de exploración (+103 MARS) por el abandono definitivo de tres pozos de estudio exploratorio.

El resultado operativo del trimestre de las compañías controladas del upstream, el cual incluye principalmente a YPF Holdings, YPF International e YPF Servicios Petroleros fue de 25 MARS, en comparación a -122 MARS del tercer trimestre del 2012.

Inversiones

Las inversiones en upstream llegaron a 6.642 MARS en el 3T 2013, superando a las del mismo período del 2012 en un 127,5%.



En cuanto a la actividad de desarrollo, se destacan las inversiones efectuadas en la cuenca neuquina, especialmente en Loma La Lata, Chihuido Sierra Negra y Catriel; 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 Los Perales, Cañadón Yatel, Cañadón de la Escondida y Las Heras, y el progreso en la actividad en los bloques de Mendoza Norte, en la provincia de Mendoza. Adicionalmente, comenzó el desarrollo del área Chachahuen en la provincia de Mendoza.

En cuanto a la actividad de desarrollo en las áreas no convencionales, durante el 3T 2013, se han perforado más de 30 pozos, la operación ya cuenta con 19 equipos de perforación activos y se han producido un total de 12.934 bped, compuestos por 7.887 bblld de crudo, 2.560 bblld de NGL y 0,40 Mm3d de gas natural.

En lo que concierne a la actividad exploratoria durante el tercer trimestre del año 2013, en la cuenca neuquina, se han efectuado inversiones fundamentalmente en las áreas de Cerro Arena, Pampa de Las Yeguas I, Aguada Pichana, Llancanelo R, San Roque, Cerro Avispa, Filo Morado y Loma de La Mina; a su vez, cabe resaltar las inversiones efectuadas en las áreas Cerro Piedra- Cerro Guadal Norte y Manantiales Behr, perteneciente a la cuenca del Golfo San Jorge.

2.2 DOWNSTREAM

3T 2012	2T 2013	3T 2013	Var.% 2013/2012	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	Var.% 2013/2012
973	1.210	1.534	57,7%	Utilidad operativa (MARS)	2.898	3.954	36,4%
17.264	20.721	23.163	34,2%	Ventas netas (MARS)	47.911	62.148	29,7%
4.215	3.819	4.188	-0,7%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	11.704	11.894	1,6%
344	265	355	3,2%	Exportación productos refinados (Km3)	1.122	1.070	-4,6%
189	195	208	10,4%	Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	611	583	-4,7%
79	86	75	-5,1%	Exportación de productos químicos (Ktn)	209	232	10,8%
306	243	292	-4,6%	Crudo procesado (Kbped)	287	275	-4,2%
96%	76%	91%	-4,6%	Utilización de las refinерías (%)	90%	86%	-4,2%
1.157	925	1.276	10,3%	Inversiones (**) (MARS)	2.507	2.797	11,6%
303	313	368	21,1%	Amortizaciones (MARS)	760	967	27,1%
672	740	713	6,1%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (USD/m3)	660	715	8,4%
763	802	797	4,6%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (USD/m3)	752	786	4,5%

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

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

(**) No incluye las altas de bienes de uso de Metrogas por 3.137 MARS y de YPF Energía Eléctrica 1.878 MARS.

La **utilidad operativa** del downstream en el tercer trimestre de este año ascendió a 1.534 MARS, un 57,7% superior a la del 3T 2012.

Las ventas netas crecieron un 34,2% en relación al tercer trimestre del año 2012 primordialmente por los mayores precios promedios en pesos alcanzados en naftas (+28,5%) y en gasoil (+26,8%), lo cual representó un mayor ingreso de 926 MARS y 1.795 MARS respectivamente; y, también, a los mayores volúmenes comercializados de naftas en comparación al tercer trimestre de 2012, con un aumento de 6,8% en el caso de las naftas (+282 MARS) que compensaron la baja de volúmenes vendidos de gasoil del 1,4%, esto último sin efectos en la facturación debido al mix de productos vendidos. Por su parte, en el mismo periodo, cabe mencionar los incrementos registrados en los volúmenes exportados de harinas y aceites de 780 MARS (+595 MARS) y la recuperación en las ventas de fuel oil que alcanzaron los 817 MARS. A su vez, las ventas de productos petroquímicos en el trimestre fueron superiores en 279 MARS



a las del 3T 2012, un aumento explicado casi en su totalidad por el incremento de precios de los productos comercializados.

Los costos operativos se incrementaron un 32,8% en relación al mismo periodo del año anterior, se destacan el aumento en el precio promedio del crudo comprado a otros productores y transferidos desde el upstream (+1.557 MARS), los mayores volúmenes importados de gasoil (principalmente Eurodiesel) y a mayores precios en pesos (+395 MARS), el incremento en los precios y volúmenes de biocombustibles comprados (+324 MARS). A su vez, se registraron incrementos en los servicios de reparación y mantenimientos y mayores tarifas de transporte de crudo y uso de instalaciones portuarias.

Como resultado de la reconfiguración de la refinería de la La Plata efectuada con posterioridad al incidente sufrido el 2 de abril de 2013, se ha logrado operar con una capacidad de procesamiento superior a la inicialmente esperada de 150 Kbbl/d alcanzando un nivel cercano a los 166 kbbl/d, así la combinación de las tres refinerías operadas por YPF sumarían una capacidad de procesamiento total de 296 Kbbl/d. De esta manera, el volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 292 Kbbl/d, solamente un 4,6% inferior al del tercer trimestre del 2012 a pesar de la baja de la unidad de Coque A como motivo del incidente antes mencionado.

El resultado operativo del trimestre de las compañías controladas del downstream, el cual incluye principalmente a OPESSA, ELERAN, YPF Inversora Energética, YPF Brasil e YPF Energía Eléctrica, ascendió a 202 MARS, en comparación con 65 MARS del tercer trimestre de 2012. Se destaca durante el tercer trimestre de 2013 la incorporación de YPF Energía Eléctrica (para mayor información ver sección 5).

Inversiones

Las inversiones del downstream del trimestre alcanzaron 1.276 MARS, un 10,3% superior al mismo período del año 2012. Se destaca el 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: fundamentalmente los proyectos de implementación de la unidad de Coque en el complejo La Plata y la finalización y puesta en marcha del reformador catalítico continuo en el complejo químico de Ensenada. Estas obras de los Complejos industriales, se complementan con mejoras en nuestras instalaciones logísticas, para el almacenaje y despacho de dichos combustibles.



2.3 CORPORACION

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

Los gastos netos del tercer trimestre ascendieron a 225 MARS, siendo estos superiores a los del mismo período de 2012 en 3 MARS. Los resultados del segmento fueron positivamente afectados por los mejores resultados registrados en el tercer trimestre de 2013 por nuestra compañía controlada A-Evangelista S.A., como así también por el efecto de la redistribución de ciertos costos corporativos a los negocios.

2.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas mostró una variación negativa de 162 MARS en relación al resultado obtenido en el tercer trimestre de 2012, principalmente por la baja en el resultado de Profertil.

3. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el tercer trimestre del año 2013, la generación de caja alcanzó los 9.356 MARS, un 168,5% mayor a la del mismo período del año anterior (+5.872 MARS). En dicho aumento se considera el aporte inicial de 300 MUSD (1.689 MARS) para el desarrollo de shale oil en Loma Campana por parte de Chevron; monto inicialmente registrado dentro de "Cuentas por pagar" en el Balance de la Compañía. A su vez, en relación al cierre de Junio del año 2013, YPF incrementó el efectivo y equivalentes en 1.763 MARS alcanzando los 6.903 MARS al final del tercer trimestre de 2013. De esta manera, a pesar de haber incrementado la deuda financiera bruta de la compañía en 2.003 MARS, la deuda neta se mantuvo casi sin variaciones en 19.173 MARS. El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del tercer trimestre de 2013 fue de 19,89%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 5,40%.

A continuación se detallan las emisiones de Obligaciones Negociables de YPF realizadas durante el tercer trimestre y con posterioridad al mismo:

ON	Monto	Tasa de interés	Madurez
Clase XXI (3T 2013)	100 MARS	19%	12 meses
Clase XXII (3T 2013)	91,5 MUSD	3,50%	84 meses
Clase XXIV (4T 2013)	150 MUSD	LIBOR+7,5bps	58 meses
Clase XXV (4T 2013)	300 MARS	3,24%	18 meses



4. YPF ENERGÍA ELÉCTRICA

Con fecha 4 de Junio de 2013, la Sociedad, Pluspetrol Resources Corporation B.V. (“PPRC”) y Pluspetrol Energy S.A. (“PPE”) firmaron un acuerdo para escindir PPE, sin disolver la misma, y destinar parte de su patrimonio a fin de constituir una nueva sociedad escisionaria.

Dicha escisión se materializó con fecha efectiva del 1 de Agosto de 2013 y como consecuencia de la misma, se ha creado YPF Energía Eléctrica S.A. (sociedad escisionaria) sobre la cual la Sociedad mantiene directa e indirectamente una participación del 100% sobre su capital social y a su vez, la Sociedad ha dejado de tener participación en PPE.

Como resultado de esta escisión, YPF Energía Eléctrica mantendrá los negocios de generación eléctrica que operaba PPE y una participación de 27% en el consorcio Ramos dedicado a la Exploración y Producción de Hidrocarburos.

El valor razonable neto de los activos y pasivos traspasados a la Sociedad del proceso de escisión, ascendieron a 485.

En forma previa a la escisión, el valor de la participación en Pluspetrol Energy ascendía a 350 MARS y la Sociedad mantenía una reserva de conversión de inversiones en sociedades de 115 MARS por la mencionada inversión. Como consecuencia de la escisión, la valuación a valor razonable de los activos y pasivos escindidos de Pluspetrol Energy S.A., a la fecha de escisión generó una ganancia de aproximadamente 20 MARS que ha sido registrada en la línea “Resultado de las inversiones en sociedades” del estado de resultados integral de la sociedad por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013.



5. ACUERDO PARA EL DESARROLLO DE GAS NO CONVENCIONAL

Con fecha 23 de septiembre de 2013 la Sociedad y Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisur S.A. han firmado un Acuerdo el cual contempla un desembolso por ambas partes de hasta 188 millones de dólares que se destinarán a la explotación conjunta de un proyecto piloto de gas no convencional en la provincia del Neuquén, de los cuales Dow aportaría hasta 120 millones de dólares a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, que contempla una primera fase de trabajo en la que se perforarían 16 pozos.

En caso que Dow ejerza la opción de conversión, YPF cedería el 50% de su participación en el área “El Orejano”, la cual comprende una extensión total de 45 km² (11.090 acres), en la provincia del Neuquén y el 50% de participación en una UTE a conformarse para la explotación de dicha área. En caso de que no ejerza la opción de conversión, las partes han acordado las condiciones de devolución del financiamiento, el cual tendrá una duración de 5 años. Este Acuerdo viabiliza el desarrollo del primer proyecto piloto de shale gas en la Argentina.

En marzo del corriente, YPF había puesto en marcha en el área “El Orejano” su primer pozo de shale gas en Vaca Muerta cuya producción YPF volcó al sistema central.

6. TABLAS Y NOTAS
Resultados 3° TRIMESTRE 2013

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

3T 2012	2T (*) 2013	3T 2013	Var.% 2013/2012		Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	Var.% 2013/2012
17.378	21.941	24.244	39,5%	Ingresos Ordinarios	48.312	64.819	34,2%
(13.603)	(16.573)	(17.875)	31,4%	Costos de Ventas	(36.129)	(48.386)	33,9%
3.775	5.368	6.369	68,7%	Utilidad bruta	12.183	16.433	34,9%
(1.362)	(2.088)	(1.986)	45,8%	Gastos de comercialización	(4.022)	(5.555)	38,1%
(522)	(686)	(654)	25,4%	Gastos de administración	(1.530)	(1.889)	23,5%
(176)	(170)	(279)	58,7%	Gastos de exploración	(464)	(525)	13,1%
(27)	(1.061)	(6)	-76,8%	Otros gastos	(110)	(1.124)	921,6%
1.688	1.363	3.444	104,0%	Utilidad operativa	6.057	7.340	21,2%
106	133	(56)	-152,6%	Resultado de las inversiones en sociedades	98	77	-20,9%
35	231	540	1443,6%	Resultados financieros	(61)	966	1683,5%
(665)	(1.159)	(1.038)	56,1%	Impuesto a las ganancias corriente	(2.246)	(3.041)	35,4%
(408)	(42)	(1.473)	261,0%	Impuesto a las ganancias diferido	(965)	(2.141)	121,9%
-	(9)	3		Utilidad neta atribuible al interes no controlante	-	(6)	
756	535	1.414	87,0%	Utilidad neta del período (**)	2.883	3.207	11,2%
1,92	1,36	3,60	87,0%	Utilidad neta por acción básico y diluida	7,33	8,16	11,2%
1.224	1.829	3.156	157,8%	Otros Resultados integrales	2.896	6.370	120,0%
1.980	2.355	4.573	131,0%	Resultado integral total del período	5.779	9.571	65,6%
4.449	4.910	7.690	72,8%	EBITDA	13.014	17.965	38,0%

Nota: Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).
 (*) EBITDA = Utilidad Neta + intereses netos + impuesto a las ganancias + impuesto diferido + amortizaciones
 (**) Atribuible al accionista controlante

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

	<u>31/12/2012</u>	<u>30/09/2013</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	1.492	1.990
Bienes de uso	56.971	79.481
Inversiones en sociedades	1.914	1.558
Activos por impuesto diferido	48	60
Otros créditos y anticipos	1.161	1.469
Créditos por ventas	15	53
Total del activo no corriente	<u>61.601</u>	<u>84.611</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	6.922	8.402
Otros créditos y anticipos	2.635	2.760
Créditos por ventas	4.044	8.594
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.747	6.903
Total del activo corriente	<u>18.348</u>	<u>26.659</u>
Total del activo	<u>79.949</u>	<u>111.270</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.674	10.654
Reservas y resultados no asignados	20.586	29.837
Interés no controlante	-	172
Total Patrimonio Neto	<u>31.260</u>	<u>40.663</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	10.663	13.733
Pasivos por impuesto diferido	4.685	7.223
Otras cargas fiscales	101	98
Remuneraciones y cargas sociales	48	20
Préstamos	12.100	19.950
Cuentas por pagar	162	399
Total del pasivo no corriente	<u>27.759</u>	<u>41.423</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	820	876
Impuesto a las ganancias a pagar	541	937
Otras cargas fiscales	920	1.157
Remuneraciones y cargas sociales	789	931
Prestamos	5.004	6.126
Cuentas por pagar	12.856	19.157
Total del pasivo corriente	<u>20.930</u>	<u>29.184</u>
Total del pasivo	<u>48.689</u>	<u>70.607</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>79.949</u>	<u>111.270</u>

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

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

3T 2012	2T 2013	3T 2013		Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013
			Flujos de Efectivo de las operaciones		
756	526	1.417	Utilidad neta consolidado del período	2.883	3.201
(106)	(133)	56	Resultados de las inversiones en sociedades	(98)	(77)
2.246	2.534	3.088	Depreciación de bienes de uso	5.961	7.789
37	52	49	Amortización de activos intangibles	102	142
326	666	567	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	846	1.658
525	1.311	554	Aumento neto de provisiones incluidas en el pasivo	1.309	2.281
-	-	-	Aumento de provisiones de bienes de uso	-	-
(757)	(2.060)	1.868	Cambios en activos y pasivos	(356)	(1.469)
5	121	15	Dividendos cobrados	135	136
452	237	1.742	Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	1.779	2.718
3.484	3.253	9.356	Flujos de Efectivo de las Operaciones	12.561	16.379
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
			Pagos por inversiones:		
(4.071)	(5.993)	(7.466)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(11.379)	(18.203)
-	-	(11)	Aportes de capital en inversiones no corrientes	-	(11)
-	(36)	-	Adquisición de inversiones no corrientes	-	(36)
(4.071)	(6.029)	(7.477)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(11.379)	(18.250)
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
(6.689)	(1.625)	(1.311)	Pago de préstamos	(22.377)	(4.892)
(200)	(570)	(732)	Pago de intereses	(584)	(1.833)
7.962	5.617	2.219	Préstamos obtenidos	21.592	10.846
-	-	(326)	Dividendos Pagados	-	(326)
1.073	3.422	(150)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(1.369)	3.795
32	36	34	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	53	89
518	682	1.763	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(134)	2.013
460	4.315	5.140	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	1.112	4.747
-	143	-	Efectivo al inicio del ejercicio por la incorporación de GASA	-	143
978	5.140	6.903	Efectivo y equivalentes al cierre del período	978	6.903
518	682	1.763	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(134)	2.013
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
413	443	883	Caja y Bancos	413	883
565	4.697	6.020	Otros Activos Financieros	565	6.020
978	5.140	6.903	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	978	6.903

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

6.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2012					2013			
		1T	2T (*)	3T (*)	4T	Acum. 4T 2012	1T	2T	3T	Acum. 3T 2013
Upstream										
Producción de crudo	Kbbl	20.738	20.683	21.095	20.715	83.231	20.365	20.770	21.625	62.761
Producción de NGL	Kbbl	4.975	3.818	3.722	4.892	17.407	4.918	4.162	3.471	12.551
Producción de gas	Mm3	2.964	3.101	3.194	2.962	12.221	2.824	3.001	3.272	9.097
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	44.352	44.005	44.903	44.239	177.499	43.045	43.806	45.675	132.526
Downstream										
Ventas de productos refinados										
Mercado interno										
Motonaftas	Km3	1.029	925	1.053	1.126	4.133	1.159	1.060	1.121	3.339
Gasoil	Km3	1.910	1.971	2.075	2.073	8.029	1.946	2.057	2.048	6.052
JP1 y Kerosene	Km3	109	107	112	116	444	108	111	112	331
Fuel Oil	Km3	8	229	332	193	762	129	100	293	521
LPG	Km3	196	266	252	158	872	168	220	265	653
Otros**	Km3	369	374	391	371	1.505	379	270	350	999
Total mercado interno	Km3	3.621	3.872	4.215	4.037	15.745	3.889	3.819	4.188	11.894
Exportación										
Nafta Virgen	Km3	37	109	7	32	185	0	0	0	0
JP1 y Kerosene	Km3	139	125	130	131	525	131	121	127	379
LPG	Km3	8	17	28	117	170	123	36	30	189
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	175	142	160	162	639	186	98	189	473
Otros**	Km3	14	12	19	8	53	10	10	9	29
Total Exportación	Km3	373	405	344	450	1.572	450	265	355	1.070
Total ventas productos refinados	Km3	3.994	4.277	4.559	4.487	17.317	4.339	4.084	4.542	12.964
Ventas de productos químicos										
Mercado interno										
Fertilizantes	Ktn	18	56	61	70	205	24	27	68	118
Metanol	Ktn	80	77	63	48	268	49	57	64	171
Otros	Ktn	143	122	126	151	542	130	138	143	412
Total mercado interno	Ktn	241	255	250	269	1.015	203	222	276	701
Exportación										
Metanol	Ktn	0	0	0	41	41	8	22	1	31
Otros	Ktn	77	53	78	85	293	62	64	75	201
Total exportación	Ktn	77	53	78	126	334	70	86	75	232
Total ventas productos químicos	Ktn	318	308	328	395	1.349	273	308	351	932
Ventas de otros productos										
Granos, harinas y aceites										
Mercado interno	Ktn	157	260	165	89	671	39	30	24	93
Exportación	Ktn	1	3	41	60	105	87	239	284	611
Total granos, harinas y aceites	Ktn	158	263	206	149	776	126	269	308	704

(*) 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 legislativas, fiscales, legales y regulatorias, 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.

Excepto por requerimientos legales, 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 1215

Fax: 54 11 5441 2113