

YPF S.A.
Resultados Consolidados
AÑO 2013 y 4T 2013



INDICE

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

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS 5

 2.1 UPSTREAM..... 5

 2.2 DOWNSTREAM 9

 2.3 CORPORACION..... 12

 2.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS 12

3. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL 12

4. TABLAS Y NOTAS 13

 4.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO..... 14

 4.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO..... 15

 4.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO 16

 4.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS 17

 4.5 INFORMACION COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETROLEO Y GAS 18

El año 2013 cerró con aumento de Ingresos del 34%, de Utilidad Operativa del 52%, de EBITDA del 63%, de Producción del 1,7% y de Reservas Probadas del 11%.

4T 2012	3T 2013	4T 2013	Var.% 2013/2012	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2012	Ene-Dic (*) 2013	Var.% 2013/2012
18.862	24.244	25.294	34,1%	Ingresos Ordinarios (MARS)	67.174	90.113	34,1%
1.846	3.444	3.820	106,9%	Utilidad operativa (MARS)	7.903	12.015	52,0%
1.019	1.414	1.918	88,2%	Utilidad neta(**) (MARS)	3.902	5.681	45,6%
5.039	7.690	10.574	109,8%	EBITDA (MARS)	18.053	29.394	62,8%
2,59	3,60	4,89	88,2%	Utilidad neta por acción (ARS/acción)	9,92	14,44	45,6%
2.364	4.573	7.539	218,9%	Resultado integral (MARS)	8.143	17.666	116,9%
6.812	8.028	11.028	61,9%	Inversiones (***) (MARS)	16.485	29.848	81,1%

Nota: Cifras no auditadas.

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

(*) Para el acumulado Ene-Dic 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 AÑO 2013 Y DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2013

- Los ingresos ordinarios del año 2013 fueron 90.113 MARS, un 34,1% más que en 2012, destacándose las mayores ventas de naftas, gas oil y gas natural en el mercado local. Por su parte, los ingresos ordinarios en el cuarto trimestre de 2013 ascendieron a 25.294 MARS, un 34,1% superior al 4T 2012.
- En el año 2013, la utilidad operativa recurrente alcanzó los 12.015 MARS, un 52% superior respecto al año 2012. Dicho incremento ocurre como consecuencia del considerable aumento en la utilidad operativa de ambos segmentos de negocio, el Upstream +25,3% y el Downstream +64,1%. La utilidad operativa del cuarto trimestre 2013 fue un 106,9% superior a la de igual período del año 2012, alcanzando 3.820 MARS.
- EL EBITDA recurrente para los 12 meses del año 2013 registró 29.394 MARS, siendo un 62.8% más que en 2012. Mientras que para el cuarto trimestre de 2013 el EBITDA fue 10.574 MARS, un 109,8% superior al 4T 2012.
- La utilidad neta recurrente alcanzada en el año 2013 fue de 5.681 MARS, 45,6% superior al año 2012. La utilidad neta del cuarto trimestre 2013 fue 1.918 MARS, un 88,2% superior a la del mismo período del año 2012.

- El flujo de caja operativo ascendió a los 20.964 MARS para los 12 meses del año 2013, superando en un 21% a los 17.301 MARS reportados para el año 2012.
- Durante el año 2013 las inversiones totales en bienes de uso tuvieron un incremento del 81,1% alcanzando los 29.848 MARS. Dichas inversiones en el cuarto trimestre del año 2013 fueron de 11.028 MARS, lo que representa un aumento del 61,9% respecto de los 6.812 MARS invertidos durante el 4T 2012. Las mayores inversiones refieren a la mayor actividad de explotación en Upstream, tanto el desarrollo de los proyectos de producción convencional como no convencional, y al avance de proyectos referentes al segmento Downstream.
- En el año 2013, la incorporación de reservas de hidrocarburos alcanzó los 284 Mbpe¹, de los cuales 140 Mbbl corresponden a líquidos y 144 Mbpe a gas natural. De esta manera, las reservas probadas han aumentado un 10,6%, de 979 Mbpe a 1.083 Mbpe. Se destaca que el índice de reemplazo de reservas alcanzó un 158%.
- La producción total de hidrocarburos del año 2013 fue un 1,7% superior a la del año 2012, alcanzado los 493,4 Kbped consolidándose así la reversión de la tendencia declinante de años anteriores; la producción de crudo alcanzó 232,3 Kbbl, un 2,2% superior a la del año anterior y la producción de gas se incrementó un 1,5%, totalizando 33,9 Mm3d. Cabe destacar que en el cuarto trimestre del año la producción total de hidrocarburos aumentó un 7,5% respecto del mismo trimestre del año 2012; la producción de crudo aumentó un 6,3%, totalizando 239,3 Kbbl, mientras que la producción de gas natural, alcanzó los 35,5 Mm3d, siendo un 10,2% superior a la del mismo período de 2012.
- Durante el año 2013 se perforaron más de 100 pozos con objetivos de formaciones no convencionales. En el cuarto trimestre de 2013, la producción promedio de las formaciones no convencionales neta para YPF alcanzó 15,1 Kbped (a partir del mes de diciembre solo se considera el 50% de la producción de Loma Campana neta para YPF); se han perforado más de 30 pozos y la operación ya cuenta con 19 equipos de perforación y 8 de workover activos.
- El promedio de utilización de las refinerías para el año 2013 fue del 87%, solamente un 3,5% inferior a la alcanzada en el año 2012. Dicha disminución es consecuencia del siniestro ocurrido durante el segundo trimestre del año en la Refinería de La Plata, afectando los niveles de procesamiento de las refinerías durante ese periodo. Por su parte, en el último trimestre del año 2013, el porcentaje de utilización de refinerías fue del 90%, solo un 2% menor al 4T 2012.
- Durante el año 2013 se emitieron obligaciones negociables en el mercado de capitales local por un monto total equivalente en pesos de aproximadamente 7.600 millones y en el mercado internacional por 650 millones de dólares. De esta manera se extendieron los plazos de endeudamiento promedio de la compañía a los 3 años y medio (al 31 de diciembre de 2013). Por su parte, cabe resaltar que al 31 de diciembre el componente de deuda denominado en pesos fue de un 41%, estando el remanente principalmente denominado en dólares.

¹ Incluye un volumen de 6,5 Mbpe correspondiente a la transferencia de la participación de YPF S.A. en Pluspetrol Energy (Área de Reserva Ramos) a la compañía YPF Energía Eléctrica perteneciente a YPF S.A.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

2.1 UPSTREAM

4T 2012	3T 2013	4T 2013	Var.% 2013/2012	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2012	Ene-Dic (*) 2013	Var.% 2013/2012
1.222	2.135	1.729	41,5%	Utilidad operativa (*) (MARS)	5.730	7.179	25,3%
8.235	10.963	12.673	53,9%	Ventas netas (MARS)	31.314	42.697	36,3%
225,2	235,1	239,3	6,3%	Producción crudo (**) (Kbbld)	227,4	232,3	2,2%
53,2	37,7	54,7	2,8%	Producción NGL (**) (Kbbld)	47,6	48,2	1,3%
32,2	35,6	35,5	10,2%	Producción gas (**) (Mm3d)	33,4	33,9	1,5%
480,9	496,5	517,0	7,5%	Producción total (**) (Kbped)	485,0	493,4	1,7%
118	279	304	157,6%	Gastos de exploración (MARS)	582	829	42,4%
5.085	6.642	8.682	70,7%	Inversiones (MARS)	12.111	24.492	102,2%
1.794	2.675	2.902	61,7%	Amortizaciones (MARS)	6.878	9.591	39,4%
Precios Internacionales							
110,1	110,3	109,2	-0,8%	Brent (***) (USD/bbl)	111,7	108,6	-2,8%
3,5	3,6	3,6	1,6%	Gas Henry Hub (***) (USD/Mmbtu)	2,8	3,7	32,1%
Precios de Realización							
69,3	70,8	74,7	7,8%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	70,0	71,4	2,0%
2,82	3,91	4,16	47,5%	Precio promedio gas (****) (USD/Mmbtu)	2,22	3,94	77,5%

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

(*)Para el acumulado Ene-Dic 2013 se presentan los resultados recurrentes, que no incluye el impacto de la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguaiana Emprendimientos 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.

(***) Fuente: Reuters

La **utilidad operativa** de Upstream ascendió a 1.729 MARS en 4T 2013, un 41,5% superior a la del 4T 2012.

En el último trimestre 2013, las ventas crecieron un 53,9% en relación al mismo periodo 2012, atribuible a mayores ventas de crudo y gas natural. Las ventas de crudo aumentaron un 52,4% (+3.219 MARS) debido al incremento de precio del barril en pesos del 36,1% y, a los mayores volúmenes producidos (+6,3%). Los ingresos de gas natural aumentaron un 92,5% en relación al cuarto trimestre 2012, como resultado de



mayores volúmenes producidos (+10,2%) y el incremento en el precio promedio de venta (+47,5%). El impacto del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural fue de 983 MARS en el trimestre.

El precio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el cuarto trimestre de 2013 aumentó un 7,8% hasta los 74,7 USD/bbl, una suba empujada principalmente por el aumento en la demanda del crudo liviano “medanito” en el mercado local. En cuanto al gas natural, el precio promedio fue de 4,16 USD/Mmbtu.

En el cuarto trimestre de 2013 se destaca el incremento en la producción de hidrocarburos, reflejando el impacto del incremento de actividad realizado en los últimos 21 meses, resultando un una producción total de hidrocarburos que fue un 7,5% superior a la obtenida en el 4T 2012, alcanzado los 517 Kbped; la producción de crudo alcanzó un promedio de 239,3 Kbbld, la producción de gas natural los 35,5 Mm3d y la producción de NGL los 54,7 Kbbld. En la misma línea, se destaca que al compararse la producción del actual trimestre con la del trimestre inmediatamente anterior, muestra un crecimiento del promedio diario del 1,8% (+4,2 Kbbld) en crudo mientras que en gas la producción se mantuvo casi sin variaciones.

Los costos, en el cuarto trimestre de 2013, aumentaron un 56% (+3.931 MARS), principalmente por la mayor actividad y mayores costos en pesos de los servicios contratados a terceros (+765 MARS). A su vez, se han registrado mayores amortizaciones (+1.108 MARS) como consecuencia del incremento en inversiones y el incremento del valor de los activos en pesos, mayores regalías de crudo (+496 MARS), fundamentalmente por un mayor precio denominado en pesos en boca de pozo, mayores tasas, impuestos y contribuciones principalmente por un ajuste que incluye la totalidad del año 2013 (+370 MARS) y un aumento en los gastos de exploración (+186 MARS) por el abandono definitivo de tres pozos de estudio exploratorio.

El resultado operativo del cuarto trimestre de 2013 de las compañías controladas del Upstream, el cual incluye principalmente a YPF Holdings, YPF International, YPF Energía Eléctrica (solamente lo correspondiente al yacimiento Ramos) e YPF Servicios Petroleros fue de 41 MARS, en comparación a -32 MARS del cuarto trimestre del 2012.

Resultados acumulados

La utilidad operativa recurrente del Upstream durante el año 2013 totalizó 7.179 MARS, un 25,3% superior a la alcanzada en el año 2012. Dicho incremento corresponde a la adecuación de los precios de crudo, cuyo equivalente en pesos se vio positivamente impulsado por la mayor variación del tipo de cambio observada durante el año y a la mejora en el precio de venta del gas natural, ambos combinados con los mayores niveles de producción obtenidos durante el año. Por su parte, los costos aumentaron principalmente por los mayores costos en pesos de los servicios contratados a terceros, las mayores amortizaciones, como consecuencia del incremento en inversiones y el incremento del valor de los activos en pesos, y las mayores regalías pagadas asociadas a mayores precios en boca de pozo y los mayores volúmenes producidos.

La producción total de hidrocarburos acumulada del año 2013 confirma la reversión de la tendencia declinante de la producción, alcanzando 493,4 Kbped, un 1,7% superior a la del año anterior.



Destacándose un aumento de la producción de crudo de 2,2% y del gas de 1,5%. En cuanto a la producción de los campos en donde YPF es el operador (criterio de cálculo de Secretaría de Energía), contabilizados al 100% de participación, aumentó un 3,4% en crudo y un 2,2% en gas natural.

Inversiones

Las inversiones en Upstream alcanzaron los 8.682 MARS en el 4T 2013, superando a las del mismo período del 2012 en un 70,7%.

En cuanto a la actividad de desarrollo, se destacan las inversiones efectuadas en la cuenca neuquina, especialmente en Loma La Lata No Convencional, desarrollo de Tight Gas en Lajas, Aguada Toledo - Sierra Barrosa convencional, 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 Seco, Cañadón Yatel y Cañadón de la Escondida, y el progreso en la actividad en los bloques de Mendoza Norte, en la provincia de Mendoza. Adicionalmente, continúa el desarrollo del área Chachahuen en la provincia de Mendoza.

En cuanto a la actividad de desarrollo en las áreas no convencionales, durante el 4T 2013, se han perforado más de 30 pozos, la operación ya cuenta con 19 equipos de perforación y 8 de workover activos y se han producido neto para YPF un total de 15.1 Kbbpd, compuestos por 9.5 Kbbld de crudo, 3 Kbbld de NGL y 0,41 Mm3d de gas natural (desde Diciembre solo se contabiliza el 50% de la producción de Loma Campana). A su vez, la producción bruta del mes de diciembre alcanzó 18.9 Kbbpd.

En lo que concierne a la actividad exploratoria durante el cuarto trimestre del año 2013, en la cuenca neuquina, se han efectuado inversiones fundamentalmente en las áreas de Pampa de Las Yeguas I, Pampa de Las Yeguas II, San Roque, El Manzano, Puesto Cortadera, Aguada Pichana, Loma de La Mina, Chachahuen, Cerro Hamaca y Altiplanicie del Payún; a su vez, cabe resaltar las inversiones efectuadas en las áreas Barranca Yankowsky, Restinga Alí, Cerro Piedra- Cerro Guadal Norte y Manantiales Behr, perteneciente a la cuenca del Golfo San Jorge.

A su vez, las inversiones acumuladas del Upstream a diciembre 2013 ascendieron a 24.492 MARS, siendo un 102,2% superior a las del año 2012.

Reservas

En el año 2013, la incorporación de reservas de hidrocarburos alcanzó los 284 Mbpe², de los cuales 140 Mbbl corresponden a líquidos y 144 Mbpe a gas natural. De esta manera, las reservas probadas han aumentado un 10,6%, de 979 Mbpe a 1.083 Mbpe.

² Incluye un volumen de 6,5 Mbpe correspondiente a la transferencia de la participación de YPF S.A. en Pluspetrol Energy (Área de Reserva Ramos) a la compañía YPF Energía Eléctrica perteneciente a YPF S.A.



Es así como el índice de reemplazo de reservas alcanzó un 158%, su nivel más alto desde el año 2000. El mismo indicador para el gas fue 185% mientras que para los líquidos fue 137%.

Se destacan las incorporaciones de reservas en Loma La Lata - Aguada Toledo Sierra Barrosa por el desarrollo de la formación de Tight Gas Lajas, las relacionadas a la extensión de concesiones en la Provincia del Chubut, en Loma Campana y Loma La Lata Norte asociadas al desarrollo de Shale Oil de la formación Vaca Muerta, las incorporaciones por mejoras de producción en Magallanes, y en las cuencas del Golfo San Jorge y Neuquina debido a nuevos proyectos y a resultados en la producción por recuperación secundaria.

2.2 DOWNSTREAM

4T 2012	3T 2013	4T 2013	Var.% 2013/2012	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2012	Ene-Dic 2013	Var.% 2013/2012
1.197	1.534	2.767	131,2%	Utilidad operativa (MARS)	4.095	6.721	64,1%
18.205	23.163	24.623	35,3%	Ventas netas (MARS)	66.116	86.771	31,2%
4.037	4.188	4.094	1,4%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	15.745	15.988	1,5%
450	355	432	-4,0%	Exportación productos refinados (Km3)	1.572	1.502	-4,5%
199	208	198	-0,5%	Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	810	779	-3,9%
126	76	49	-61,1%	Exportación de productos químicos (Ktn)	334	281	-15,9%
293	292	287	-2,0%	Crudo procesado (Kbped)	288	278	-3,5%
92%	91%	90%	-2,0%	Utilización de las refinerías (%)	90%	87%	-3,5%
1.725	1.276	2.106	22,1%	Inversiones (**) (MARS)	4.232	4.903	15,9%
305	368	485	58,9%	Amortizaciones (MARS)	1.065	1.452	36,4%
662	713	704	6,3%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (USD/m3)	660	712	7,8%
750	797	774	3,3%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (USD/m3)	751	783	4,2%

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 cuarto trimestre de este año ascendió a 2.767 MARS, un 131,2% superior a la del 4T 2012.

Las ventas netas crecieron un 35,3% en relación al cuarto trimestre del año 2012 primordialmente por los mayores precios promedios en pesos alcanzados en naftas (+34,7%) y en gasoil (+30,6%), lo cual representó un mayor ingreso de 1.236 MARS y 2.189 MARS respectivamente; y, también, a los mayores volúmenes comercializados de naftas en comparación al cuarto trimestre de 2012, con un aumento de 7,1% (+345 MARS) que compensaron la baja de volúmenes vendidos de gasoil del 1,2%, 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 500 MARS (+349 MARS) y el incremento en las ventas de fuel oil, tanto en el mercado local como internacional, que alcanzaron los 1.296 MARS (+453 MARS). A su vez, las ventas de productos petroquímicos en el trimestre



arrojaron un impacto positivo de 310 MARS, un aumento explicado casi en su totalidad por el incremento de precios de los productos comercializados.

En el cuarto trimestre de 2013, dentro del rubro “Otros Ingresos (egresos), netos” se registró el anticipo a cobrar correspondiente al seguro por el siniestro que afectó nuestra Refinería La Plata. El monto registrado total fue 1.956 MARS, de los cuales aproximadamente 1.406 MARS corresponden al resarcimiento del daño material sufrido por la refinería y 550 MARS como pago a cuenta por la cobertura de la pérdida de beneficios. El mismo fue aceptado por la aseguradora en diciembre de 2013. La cobertura asociada a la pérdida de beneficios comprenderá un período de indemnización que se extenderá hasta el 16 de enero de 2015.

Los costos netos del efecto de los “Otros Ingresos (egresos), netos” se incrementaron un 40,2% en relación al mismo periodo del año anterior; se destacan el aumento en las compras de crudo a otros productores (+826 MARS) y transferidos desde el Upstream (+3.226 MARS), los mayores volúmenes importados de gasoil (principalmente Eurodiesel) y a mayores precios en pesos (+763 MARS), el incremento en los precios y volúmenes de biocombustibles comprados (+291 MARS) y un aumento en las amortizaciones (+181 MARS). A su vez, se registraron incrementos en los servicios de reparación y mantenimiento. Durante este trimestre se realizó una provisión medioambiental excepcional de 287 MARS (+278 MARS).

El nivel de procesamiento de las refinerías registró en el trimestre solo una disminución del 2% respecto al mismo trimestre 2012, lo cual permite observar una alta recuperación del incidente sufrido durante el segundo trimestre del año en nuestra refinería de La Plata. De esta manera, el volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 287 Kbbld; mientras que el procesamiento de crudo promedio anual alcanzó los 278 Kbbld, un 3,5% inferior al año 2012.

El resultado operativo del trimestre de las compañías controladas del Downstream, el cual incluye principalmente a OPESSA, ELERAN, YPF Inversora Energética, YPF Brasil, YPF Chile e YPF Energía Eléctrica, fue de -19 MARS en comparación con los 47 MARS del cuarto trimestre de 2012.

Resultados acumulados

La utilidad operativa acumulada a diciembre 2013 ascendió a 6.721 MARS, un 64,1% superior a la del año 2012. El incremento de las ventas del 31,2% fue parcialmente compensado por los aumentos en los costos del 29,1%, principalmente por el incremento el precio medido en pesos de las en las compras de crudo y mayores importaciones de gas oil. Cabe destacar la solida demanda de naftas y gasoil en el mercado interno los cuales reportaron un incremento en los volúmenes vendidos de 10% y 1% respectivamente. A su vez, el precio promedio de las naftas fue un 29,8% superior al del año 2012 y el del gasoil un 25,4% mayor.

Inversiones

Las inversiones del Downstream del trimestre alcanzaron 2.106 MARS, un 22,1% 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: el proyecto de la unidad de Coque en el complejo La Plata, las obras tendientes a mejorar nuestras



instalaciones logísticas y proyectos orientados a la mejora en el desempeño de seguridad y medio ambiente.

A su vez, las inversiones acumuladas del Downstream a diciembre 2013 ascendieron a 4.903 MARS, siendo un 15,9% superior a las del año 2012.

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 cuarto trimestre ascendieron a 676 MARS, siendo estos superiores a los del mismo período de 2012 en 103 MARS. Los resultados del segmento fueron positivamente afectados por los mejores resultados registrados en el cuarto trimestre de 2013 por nuestras compañías controladas A-Evangelista S.A. e YPF Tecnología, por las menores pérdidas alcanzadas por parte de YPF Holding y por el efecto de la redistribución de ciertos costos corporativos a los negocios.

2.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

En el cuarto trimestre de 2013 el resultado de las compañías no controladas fue 276 MARS, reflejando una variación positiva de 260 MARS en relación al resultado obtenido en el cuarto trimestre de 2012, principalmente por el resultado positivo de Profertil, Mega y Refinor. Para el total del año 2013 el resultado alcanzó 353 MARS (+239 MARS).

3. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el cuarto trimestre del año 2013, la generación de caja alcanzó los 4.585 MARS, un 3,3% menor a la del mismo período del año anterior (-155 MARS). En relación al cierre de Septiembre del año 2013, YPF incrementó el efectivo y equivalentes en 3.810 MARS alcanzando los 10.713 MARS al final del cuarto trimestre de 2013. De esta manera, la deuda financiera bruta de la compañía aumentó 5.814 MARS y la deuda neta varió en una menor magnitud (+2.004 MARS) alcanzando los 21.177. El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del cuarto trimestre de 2013 fue de 21,53%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 6,05%.

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

ON	Monto	Tasa de interés	Madurez
Clase XXIV (4T 2013)	150 MUSD	LIBOR+7,5%	58 meses
Clase XXV (4T 2013)	300 MARS	BADLAR + 3,24%	18 meses
Clase XXVI(4T 2013)	500 MUSD	8,875%	60 meses
Clase XXVII (4T 2013)	150 MARS	19% + margen	12 meses
Clase XXIX (1T 2014)	500 MARS	BADLAR + 0%	72 meses
Clase XXX (1T 2014)	379 MARS	BADLAR + 3,50%	21 meses

4. TABLAS Y NOTAS
Resultados 4° TRIMESTRE 2013

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

4T 2012	3T 2013	4T 2013	Var.% 2013/2012		Ene-Dic 2012	Ene-Dic 2013	Var.% 2013/2012
18.862	24.244	25.294	34,1%	Ingresos Ordinarios	67.174	90.113	34,1%
(14.138)	(17.875)	(20.185)	42,8%	Costos de Ventas	(50.267)	(68.571)	36,4%
4.724	6.369	5.109	8,2%	Utilidad bruta	16.907	21.542	27,4%
(1.640)	(1.986)	(2.016)	22,9%	Gastos de comercialización	(5.662)	(7.571)	33,7%
(702)	(654)	(797)	13,5%	Gastos de administración	(2.232)	(2.686)	20,4%
(118)	(279)	(304)	157,6%	Gastos de exploración	(582)	(829)	42,4%
(418)	(6)	1.828	-537,3%	Otros gastos	(528)	704	-233,3%
1.846	3.444	3.820	106,9%	Utilidad operativa	7.903	11.160	41,2%
16	(56)	276	1625,0%	Resultado de las inversiones en sociedades	114	353	209,6%
609	540	1.869	206,9%	Resultados financieros	548	2.835	417,3%
(474)	(1.038)	197	-141,6%	Impuesto a las ganancias corriente	(2.720)	(2.844)	4,6%
(978)	(1.473)	(4.284)	338,0%	Impuesto a las ganancias diferido	(1.943)	(6.425)	230,7%
	3	(40)		Utilidad neta atribuible al interes no controlante	-	(46)	
1.019	1.414	1.918	88,2%	Utilidad neta del período (**)	3.902	5.125	31,3%
2,59	3,60	4,89	88,2%	Utilidad neta por acción básico y diluida	9,92	13,05	31,3%
1.345	3.156	5.661	320,9%	Otros Resultados integrales	4.241	12.031	183,7%
2.364	4.573	7.539	218,9%	Resultado integral total del período	8.143	17.110	110,1%
5.039	7.690	10.574	109,8%	EBITDA	18.053	28.539	58,1%

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

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

	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2013</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	1.492	2.446
Bienes de uso	56.971	93.496
Inversiones en sociedades	1.914	2.124
Activos por impuesto diferido	48	34
Otros créditos y anticipos	1.161	2.927
Créditos por ventas	15	54
Total del activo no corriente	<u>61.601</u>	<u>101.081</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	6.922	9.881
Otros créditos y anticipos	2.635	6.506
Créditos por ventas	4.044	7.414
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.747	10.713
Total del activo corriente	<u>18.348</u>	<u>34.514</u>
Total del activo	<u>79.949</u>	<u>135.595</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.674	10.600
Reservas y resultados no asignados	20.586	37.416
Interés no controlante	-	224
Total Patrimonio Neto	<u>31.260</u>	<u>48.240</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	10.663	19.172
Pasivos por impuesto diferido	4.685	11.459
Otras cargas fiscales	101	362
Remuneraciones y cargas sociales	48	8
Préstamos	12.100	23.076
Cuentas por pagar	162	470
Total del pasivo no corriente	<u>27.759</u>	<u>54.547</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	820	1.396
Impuesto a las ganancias a pagar	541	122
Otras cargas fiscales	920	1.045
Remuneraciones y cargas sociales	789	1.119
Prestamos	5.004	8.814
Cuentas por pagar	12.856	20.312
Total del pasivo corriente	<u>20.930</u>	<u>32.808</u>
Total del pasivo	<u>48.689</u>	<u>87.355</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>79.949</u>	<u>135.595</u>

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

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

4T 2012	3T 2013	4T 2013		Ene-Dic 2012	Ene-Dic 2013
			Flujos de Efectivo de las operaciones		
1.019	1.417	1.878	Utilidad neta consolidado del período	3.902	5.079
(16)	56	(276)	Resultados de las inversiones en sociedades	(114)	(353)
2.168	3.088	3.447	Depreciación de bienes de uso	8.129	11.236
50	49	55	Amortización de activos intangibles	152	197
324	567	678	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	1.170	2.336
899	554	975	Aumento neto de provisiones incluidas en el pasivo	2.208	3.256
(1)	-	16	Aumento de provisiones de bienes de uso	(1)	16
(793)	1.868	(5.593)	Cambios en activos y pasivos	(1.149)	(7.062)
253	15	144	Dividendos cobrados	388	280
837	1.742	3.261	Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	2.616	5.979
4.740	9.356	4.585	Flujos de Efectivo de las Operaciones	17.301	20.964
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
			Pagos por inversiones:		
(5.024)	(7.466)	(9.436)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(16.403)	(27.639)
-	(11)	(9)	Aportes de capital en inversiones no corrientes	-	(20)
-	-	-	Adquisición de inversiones no corrientes	-	(36)
		5.351	Ingreso por ventas de bienes de uso y activos intangibles	-	5.351
(5.024)	(7.477)	(4.094)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(16.403)	(22.344)
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
(5.876)	(1.311)	(1.912)	Pago de préstamos	(28.253)	(6.804)
(336)	(732)	(887)	Pago de intereses	(920)	(2.720)
10.538	2.219	5.983	Préstamos obtenidos	32.130	16.829
(303)	(326)	0	Dividendos Pagados	(303)	(326)
4.023	(150)	3.184	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	2.654	6.979
30	34	135	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	83	224
3.769	1.763	3.810	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	3.635	5.823
978	5.140	6.903	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	1.112	4.747
-	-	-	Efectivo al inicio del ejercicio por la incorporación de GASA	-	143
4.747	6.903	10.713	Efectivo y equivalentes al cierre del período	4.747	10.713
3.769	1.763	3.810	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	3.635	5.823
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
950	883	4.533	Caja y Bancos	950	4.533
3.797	6.020	6.180	Otros Activos Financieros	3.797	6.180
4.747	6.903	10.713	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	4.747	10.713

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

4.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2012					2013				
		1T	2T(*)	3T(*)	4T	Acum. 4T 2012	1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2013
Upstream											
Producción de crudo	Kbbl	20.738	20.683	21.095	20.715	83.231	20.365	20.770	21.625	22.019	84.780
Producción de NGL	Kbbl	4.975	3.818	3.722	4.892	17.407	4.918	4.162	3.471	5.033	17.584
Producción de gas	Mm3	2.964	3.101	3.194	2.962	12.221	2.824	3.001	3.272	3.262	12.359
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	44.352	44.005	44.903	44.239	177.499	43.045	43.806	45.675	47.568	180.094
Downstream											
Ventas de productos refinados											
Mercado interno											
Motonaftas	Km3	1.029	925	1.053	1.126	4.133	1.159	1.060	1.121	1.206	4.545
Gasoil	Km3	1.910	1.971	2.075	2.073	8.029	1.946	2.057	2.048	2.047	8.098
JP1 y Kerosene	Km3	109	107	112	116	444	108	111	112	118	449
Fuel Oil	Km3	8	229	332	193	762	129	100	293	239	760
LPG	Km3	196	266	252	158	872	168	220	265	144	796
Otros**	Km3	369	374	391	371	1.505	379	270	350	340	1.338
Total mercado interno	Km3	3.621	3.872	4.215	4.037	15.745	3.889	3.819	4.188	4.094	15.988
Exportación											
Nafta Virgen	Km3	37	109	7	32	185	0	0	0	0	0
JP1 y Kerosene	Km3	139	125	130	131	525	131	121	127	126	505
LPG	Km3	8	17	28	117	170	123	36	30	104	293
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	175	142	160	162	639	186	98	189	191	664
Otros**	Km3	14	12	19	8	53	10	10	9	11	39
Total Exportación	Km3	373	405	344	450	1.572	450	265	355	432	1.502
Total ventas productos refinados	Km3	3.994	4.277	4.559	4.487	17.317	4.339	4.084	4.542	4.526	17.490
Ventas de productos químicos											
Mercado interno											
Fertilizantes	Ktn	18	56	61	70	205	24	27	68	105	224
Metanol	Ktn	80	77	63	48	268	49	57	64	66	236
Otros	Ktn	143	122	126	151	542	130	138	143	132	543
Total mercado interno	Ktn	241	255	250	269	1.015	203	222	276	303	1.003
Exportación											
Metanol	Ktn	0	0	0	41	41	8	22	1	10	41
Otros	Ktn	77	53	78	85	293	62	64	75	39	240
Total exportación	Ktn	77	53	78	126	334	70	86	76	49	281
Total ventas productos químicos	Ktn	318	308	328	395	1.349	273	308	352	352	1.284
Ventas de otros productos											
Granos, harinas y aceites											
Mercado interno	Ktn	157	260	165	89	671	39	30	24	31	124
Exportación	Ktn	1	3	41	60	105	87	239	284	159	769
Total granos, harinas y aceites	Ktn	158	263	206	149	776	126	269	308	190	893

(*)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.

4.5 INFORMACION COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETROLEO Y GAS
 (Resolución General N°541 de la Comisión Nacional de Valores)

Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural			
(millones de barriles)			
2013			
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	589	1	590
Revisiones de estimaciones anteriores	105	-	105
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	40	-	40
Compras y Ventas ⁽³⁾	(5)	-	(5)
Producción del ejercicio ⁽²⁾	(102)	(*)	(102)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽²⁾	<u>627⁽¹⁾</u>	<u>1</u>	<u>628</u>
2013			
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	453	*	453
Saldos al cierre del ejercicio	<u>476</u>	<u>1</u>	<u>477</u>
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	136	*	137
Saldos al cierre del ejercicio	<u>151</u>	<u>-</u>	<u>151</u>
Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas (al cierre del ejercicio)	-	-	-

(1) Incluye líquidos de gas natural por 76 al 31 de diciembre de 2013.

(2) Nuestras reservas comprobadas de crudo, condensados y LGN (Líquidos del Gas Natural) al 31 de diciembre de 2013 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 93, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de crudo, condensados y LGN para el año 2013 incluye un volumen estimado de aproximadamente 15 relativos a los citados pagos.

(3) Incluye un volumen de 1 correspondiente a la transferencia de la participación de YPF S.A. en Pluspetrol Energy (Área de Reserva Ramos) a la compañía YPF Energía Eléctrica perteneciente a YPF S.A.

* Menos de 1 (uno).

** Pudieran existir diferencias menores en las totalizaciones debido al redondeo de cifras.



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