

YPF S.A.

Resultados Consolidados

Año 2014 y 4T 2014



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO Y CUARTO TRIMESTRE DE 2014.....	3
2. ANALISIS DE RESULTADOS DEL AÑO 2014 Y CUARTO TRIMESTRE 2014.....	4
2.1 RESULTADOS ACUMULADOS.....	4
2.2 CUARTO TRIMESTRE 2014.....	6
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS	9
3.1 UPSTREAM.....	9
3.1.1 RESULTADOS ACUMULADOS.....	9
3.1.2 CUARTO TRIMESTRE 2014.....	11
3.2 DOWNSTREAM	13
3.2.1 RESULTADOS ACUMULADOS.....	13
3.2.2 CUARTO TRIMESTRE 2014.....	14
3.3 CORPORACION.....	16
3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS	16
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	16
5. TABLAS Y NOTAS	18
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO.....	19
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO.....	20
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....	21
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO.....	22
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES.....	23
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS	24
5.7 INFORMACION COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETROLEO Y GAS	25

El año 2014 cerró con aumento de Ingresos del 57,5%, de Utilidad Operativa del 64,3% y de EBITDA del 72,8%.

4T 2013	3T 2014	4T 2014	Var.% 2014/2013		Ene-Dic (*) 2013	Ene-Dic 2014	Var.% 2014/2013
25.294	38.209	37.739	49,2%	Ingresos Ordinarios (Ps M)	90.113	141.942	57,5%
3.820	8.044	1.364	-64,3%	Utilidad operativa (Ps M)	12.015	19.742	64,3%
1.918	3.212	1.383	-27,9%	Utilidad neta (**) (Ps M)	5.681	9.002	58,5%
7.511	13.603	8.437	12,3%	EBITDA (Ps M)	23.962	41.412	72,8%
4,89	8,19	3,52	-28,0%	Utilidad neta por acción (**) (Ps/acción)	14,44	22,95	58,9%
7.539	5.734	2.417	-67,9%	Resultado integral (Ps M)	17.666	25.125	42,2%
4.320	13.776	17.969	315,9%	Inversiones (***) (Ps M)	29.848	58.881	97,3%

EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de Bienes de Uso + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas

(*) Para el acumulado Ene-Dic 2013 se presentan los resultados recurrentes, que no incluyen la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AESU y TGM.

(**) Atribuible al accionista controlante

(***) Las Inversiones para el acumulado Ene-Dic 2014 incluyen as altas por las adquisiciones de los activos del grupo Apache (neta de la cesión a Pluspetrol), Bajada de Añelo, La Amarga Chica y las UTE Puesto Hernández, Lajas y La Ventana, por un total de a Ps 7.442M. Las inversiones para el acumulado Ene-Dic 2013 y 4T 2013 incluyen la baja por la cesión de la participación a Chevron en Loma Campana por un total de Ps -6.708 M.

(Cifras expresadas en Miles de Millones de Pesos = Ps MM)

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO 2014

- Los ingresos ordinarios del año 2014 fueron de Ps 141,9 MM, un 57,5% más que en 2013, destacándose los mayores ingresos por ventas de gas oil (+Ps 18,2 MM), de naftas (+Ps 11,3 MM) y de gas natural (+Ps 8,3 MM)
- En el año 2014, la utilidad operativa alcanzó los Ps 19,7 MM, un 64,3% superior respecto al año 2013, mientras que el EBITDA para los 12 meses del año 2014 alcanzó los Ps 41,4 MM, siendo un 72,8% mayor que el EBITDA recurrente 2013.
- El flujo de caja operativo ascendió a los Ps 46,2 MM para los 12 meses del año 2014, superando en un 120,2% a los Ps 21 MM reportados para el año 2013. En cuanto a las inversiones totales en bienes de uso, tuvieron un incremento del 75,3% alcanzando los Ps 52,3 MM. El índice deuda neta sobre EBITDA al cierre de 2014 fue de 0,95x, apenas por encima del 0,9x del cierre del año 2013.
- La producción total de hidrocarburos del año 2014 fue un 13,5% superior a la del año 2013, alcanzado los 560,1 Kbped, siendo la producción de crudo de 244,6 Kbbld, un 5,3% superior a la del año anterior y la producción de gas de 42,4 Mm3d, un incrementó un 25,1%. El promedio de crudo procesado del 2014 alcanzó los 290 Kbbld, un 4,3% superior al año 2013, siendo el promedio de utilización de las refinerías para el año 2014 del 91%.

- En el año 2014, la incorporación de reservas de hidrocarburos alcanzó los 333 Mbpe, de los cuales 154 Mbbl corresponden a líquidos y 179 Mbpe a gas natural. De esta manera, las reservas probadas (P1) han aumentado un 11,9%, de 1.083 Mbpe a 1.212 Mbpe. Se destaca que el índice de reemplazo de reservas total alcanzó un 163%, mientras que el específico de gas fue del 184%.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL AÑO 2014 Y CUARTO TRIMESTRE 2014

2.1 RESULTADOS ACUMULADOS

Los ingresos ordinarios del año 2014 fueron Ps 141,9 MM, un 57,5% más que en 2013. Dicho incremento ha sido generado principalmente por el aumento en el monto de las ventas en el mercado interno: (i) de gasoil de Ps 18,2 MM (+52%), con un incremento de volumen de 0,8%, (ii) de naftas de Ps 11,3 MM (+64%), con un incremento de volumen de 3,9%, (iii) de gas natural de Ps 8,3 MM (+91,5%), impulsada por la mayor producción del periodo, la inclusión de las ventas de YSUR por aproximadamente Ps 1,5 MM, y mejores precios promedio, (iv) de fuel oil de Ps 2,9 MM (+134%), (v) de petroquímicos de Ps 1,5 MM (+62%), y, (vi) de Jet fuel de Ps 1,2 MM (+70%). Por su parte, las exportaciones aumentaron Ps 3 MM (+28%), destacándose las exportaciones de jet fuel, de harinas, aceites y granos, de fuel oil y de productos petroquímicos, variaciones que se explican principalmente por los mayores precios denominados en pesos que compensaron la baja de los volúmenes exportados durante el año.

Los costos de ventas del año 2014 aumentaron un 53,5% respecto al mismo periodo 2013. Las compras aumentaron principalmente por el incremento del precio expresado en pesos del crudo comprado a terceros en el mercado doméstico (+56,1%) y las mayores importaciones de naftas y gas oil por Ps 2,8 MM, aumento también explicado casi en su totalidad por los mayores precios en pesos. En cuanto a los otros costos de producción del año, aumentaron fundamentalmente debido a: (i) mayores depreciaciones por Ps 8.4 MM producto de mayores inversiones en activos y la incorporación de las depreciaciones de los activos de YSUR, (ii) incremento en los costos por contrataciones de obras y servicios por Ps 6,2 MM vinculados directamente al incremento en la actividad de la Sociedad, y (iii) mayores regalías por Ps 3,6 MM originados en mayores volúmenes producidos y un mayor valor en boca de pozo en pesos.

En relación al siniestro sufrido por nuestra Refinería La Plata, cabe destacar que durante el año 2014 se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente Ps 2,0 MM como resarcimiento por la pérdida de beneficios y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo de ventas. En relación con este acontecimiento en el último trimestre del año 2013 se había registrado una ganancia de Ps 1,5 MM en el rubro "Otros Ingresos (egresos), netos", principalmente en concepto de resarcimiento por daño material y de Ps 0,5 MM en concepto de pérdida de beneficios, el cual se expuso como menor costo por compras, con similar criterio al utilizado en 2014.

Los gastos de comercialización correspondientes al año 2014 ascendieron a Ps 10,1 MM, lo que representa un incremento de 33,6% respecto al mismo periodo 2013. Dicho incremento se vio motivado por mayores cargos del impuesto a los créditos y débitos bancarios, como así también por mayores cargos



por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados y comercializados.

Los gastos de administración del año totalizaron Ps 4,0 MM (+68,7%). Este aumento se explica fundamentalmente por los mayores gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2014, por los cargos por publicidad asociados al lanzamiento de Infinia y el re-lanzamiento de Serviclub, mayores costos en contrataciones de servicios informáticos, como así también por la incorporación al proceso de consolidación de YSUR.

Por su parte, los gastos exploratorios se incrementaron en Ps 1,2 MM (+145,4%), variación que se explica principalmente por el marcado incremento de la actividad exploratoria desarrollada en el país. Las altas de activos exploratorios en el año 2014 ascendieron a Ps 2,3 MM, mostrando un crecimiento de aproximadamente un 148% con respecto al año anterior, y habiéndose mantenido la tasa de éxito exploratorio en sus valores habituales.

En cuanto a los otros ingresos (egresos) netos, los mismos fueron negativos en Ps 1,0 MM, en comparación con los Ps 0,2 MM positivos del año 2013 los cuales incluían entre otros la registración del del resarcimiento por daño material según se menciona previamente, compensado parcialmente con la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AESU y TGM. Se destaca que durante ejercicio 2014 se registró un cargo de aproximadamente Ps 1,2 MM vinculado a reclamos de terceros a Maxus Energy Corporation, subsidiaria de YPF Holdings, derivados de supuestas antiguas responsabilidades contractuales; este efecto fue parcialmente compensado por los ingresos obtenidos por la venta a Sinopec del 30% de la participación en la extensión de la concesión del área La Ventana en la provincia de Mendoza y por el ingreso obtenido por la cesión de activos a Pluspetrol.

En el año 2014, la utilidad operativa alcanzó los Ps 19,7 MM, un 64,3% superior respecto al año 2013. Dicho incremento ocurre como consecuencia del considerable aumento en la utilidad operativa de ambos segmentos de negocio, el Upstream +72,1% y el Downstream +63,3%.

Por su parte, el EBITDA para los 12 meses del año 2014 registró Ps 41,4 MM, siendo un 72,8% más que el EBITDA recurrente 2013. Es importante destacar que los cargos vinculados a las perforaciones exploratorias improductivas se suman al EBITDA, atento a que ya forman parte de las erogaciones consideradas como Inversión en cada ejercicio (previo a su consideración contable posterior como gasto, en la medida que las mismas resultaren improductivas), las cuales en el año 2014 ascendieron a Ps 1,3 MM, mientras que el valor registrado en el año 2013 fue de Ps 0,5 MM.

Los resultados financieros correspondientes al año 2014 fueron positivos en Ps 1,8 MM, en comparación con los Ps 2,8 MM positivos del año 2013. En este orden, el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la mayor depreciación del peso observada durante el año 2014 fue más que compensado con los mayores intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante el presente ejercicio.

El cargo por impuesto a las ganancias en el año 2014 alcanzó los Ps 13,2 MM, aproximadamente Ps 4,0 MM superior al cargo correspondiente al año 2013, el cual había alcanzado los Ps 9,3 MM. El mencionado incremento tiene su origen en un mayor cargo de impuesto corriente a pagar por Ps 4,5



MM, por los mayores resultados obtenidos, y en menor medida por un menor cargo del impuesto diferido por Ps 0,5 MM.

La utilidad neta del año 2014 alcanzó los Ps 9,0 MM, 58,5% superior al año 2013. .

Durante el año 2014 las inversiones totales en bienes de uso tuvieron un incremento del 97,3,3% alcanzando los Ps 58,9 MM, todo ello, considerando (i) para el año 2014 las inversiones correspondientes a la adquisición de los activos de las sociedades del grupo Apache, neta de la cesión de activos a Pluspetrol, y las compras de las participaciones adicionales de Bajada de Añelo, La Amarga chica y las UTE Puesto Hernández, Lajas y La Ventana, todo lo cual tuvo una variación en los bienes de uso de aproximadamente Ps.7,4 MM, y (ii) para el año 2013 la cesión de la participación del 50% de Loma Campana a Chevron que significó una baja en los bienes de uso por Ps 6,7 MM. Si no se consideran las variaciones en bienes de uso por las adquisiciones y ventas de participaciones antes mencionadas, el incremento en las inversiones es del 40,7% con un monto total para el año 2014 de Ps 51,4 MM. 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 2014, la incorporación de reservas de hidrocarburos alcanzó los 333 Mbpe, de los cuales 154 Mbbl corresponden a líquidos y 179 Mbpe a gas natural. De esta manera, las reservas probadas han aumentado un 11,9%, de 1.083 Mbpe a 1.212 Mbpe. Se destaca que el índice de reemplazo de reservas alcanzó un 163%, mientras que el específico de gas fue del 184%.

Durante el año 2014 se emitieron obligaciones negociables en el mercado de capitales local por un monto total equivalente en pesos de aproximadamente Ps 3,8 MM y en el mercado internacional por USD 1.1 MM, manteniendo los plazos de endeudamiento promedio de la compañía en torno a los 3 años y medio. Por su parte, cabe resaltar que al 31 de diciembre el componente de deuda denominado en pesos fue de un 35%, estando el remanente principalmente denominado en dólares.

2.2 CUARTO TRIMESTRE 2014

Los ingresos ordinarios del cuarto trimestre de 2014 ascendieron a Ps 37,7 MM, un 49,2% superiores a los del mismo período del año anterior. Dicho incremento ha sido generado principalmente por el aumento en el monto de las ventas en el mercado interno: (i) de gasoil de Ps 4,5 MM (+47%), sin variación en los volúmenes, (ii) de naftas de Ps 2,8 MM (+55%), con un incremento de volumen de 0,4%, (iii) de gas natural de Ps 2,4 MM (+89,9%), impulsada por la mayor producción del periodo, la inclusión de las ventas de YSUR por aproximadamente Ps 0,6 MM, y mejores precios promedio, (iv) de fuel oil de Ps 0,7 MM (+89%), (v) de Jet fuel de Ps 0,3 MM (+67%), y, (vi) de petroquímicos de Ps 0,3 MM (+46%). Por su parte, las exportaciones aumentaron Ps 0,6 MM (+23%), destacándose las exportaciones de jet fuel, de harinas, aceites y granos, de fuel oil y de productos petroquímicos. Dichos incrementos se explican principalmente por los mayores volúmenes de productos exportados y a mayores precios denominados en pesos.

El costo de ventas del cuarto trimestre de 2014 fue de Ps 29,7 MM, un 50,6% superiores a los del último trimestre del año 2013. Las compras aumentaron fundamentalmente por (i) el incremento en el precio expresado en pesos del crudo comprado a terceros en el mercado doméstico de aproximadamente 44%,

que superó al efecto en pesos correspondiente a la baja en los volúmenes comprados debido a la mayor producción propia del periodo, (ii) mayores compras de biocombustibles por Ps 0,9 MM y, (iii) por las mayores importaciones netas de gasoil y naftas por Ps 0,3 MM, principalmente como consecuencia de haber sido efectuadas a mayores precios en pesos, ya que tanto los volúmenes como los precios en dólares fueron inferiores este trimestre. Por su parte, los otros costos de ventas aumentaron fundamentalmente por: (i) el aumento en la depreciación de los bienes de uso de Ps 2,8 MM vinculado al mayor nivel de inversiones realizadas y como consecuencia del incremento en el tipo de cambio que afecta el cargo por depreciación, (ii) la mayor actividad y cargos reflejados en contrataciones de obras y servicios de Ps 1,5 MM, impactado también por la inclusión de YSUR, y, (iii) los mayores pagos de regalías de Ps 1,0 MM, originados en mayores volúmenes producidos y un mayor valor en boca de pozo en pesos.

Además, en relación al siniestro sufrido por nuestra Refinería La Plata en el segundo trimestre de 2013, en el presente trimestre se devengó un recuperó de aproximadamente Ps 0,4 MM como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo de ventas, teniendo como premisa que de no haber ocurrido el incidente en la mencionada refinería se hubiesen importado menores volúmenes de productos refinados. En el cuarto trimestre 2013 el monto devengando por el recuperó de los beneficios previamente explicados fue de Ps 0,5 MM el cual fue también registrado como menor costo de ventas.

Los gastos de comercialización en el cuarto trimestre de 2014 fueron Ps 2,8 MM, presentando un incremento de Ps 0,8 MM comparados con el mismo período de 2013, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos y a los mayores volúmenes transportados y comercializados, como así también por mayores cargos del impuesto a los créditos y débitos bancarios, publicidad y otros cargos promocionales, y en menor medida por mayores retenciones a las exportaciones.

Los gastos de administración del cuarto trimestre de 2014 ascendieron a Ps 1,4 MM, presentando un aumento de Ps 0,6 MM en relación al cuarto trimestre de 2013. El aumento fue principalmente debido a incrementos en los gastos de personal, a los mayores cargos por publicidad asociados al lanzamiento de Infinia y el re-lanzamiento de Serviclub, como así también por la incorporación de YSUR.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,8 MM, un incremento de aproximadamente Ps 0,5 MM respecto al último trimestre 2013, aumento explicado principalmente al marcado incremento de la actividad exploratoria desarrollada en el país.

Por su parte, los Otros Ingresos (Egresos) Netos, tuvieron una variación negativa de aproximadamente Ps 3,0 MM en el cuarto trimestre de 2014 con respecto a igual período de 2013. Se destaca que durante el 4T 2014 se registró un cargo de aproximadamente Ps 1,2 MM vinculado a reclamos de terceros a Maxus Energy Corporation, subsidiaria de YPF Holdings, derivados de supuestas antiguas responsabilidades contractuales. Además, y en relación al siniestro ocurrido en la Refinería La Plata, en el 4T 2013 se había registrado una ganancia de Ps 1,5 MM en concepto de resarcimiento por daño material.

De este modo, la utilidad operativa del 4T 2014 alcanzó los Ps 1,4 MM, siendo un 64,3% inferior a los Ps 3,8 MM registrados en mismo periodo 2013. Por su parte, el EBITDA del último trimestre del año totalizó Ps 8,4 MM, un aumento del 12,3% respecto al 4T 2013. Si se consideran los resultados recurrentes netos de la ganancia extraordinaria registrada en el cuarto trimestre 2013 como consecuencia del recuperó por



resarcimiento del daño material por el siniestro de la Refinería La Plata y la mayor pérdida registrada en el 4T 2014 por el reclamo a Maxus Energy Corporation, subsidiaria de YPF Holdings, explicado en el párrafo precedente, la variación de la utilidad operativa y el EBITDA hubieran sido positivas en un 10,7% y 50,6% respectivamente.

Los resultados financieros correspondientes al cuarto trimestre del año 2014 fueron negativos en Ps 1,7 MM, en comparación con los Ps 1,9 MM positivos correspondientes al mismo período del año 2013. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la menor depreciación del peso observada durante el cuarto trimestre de 2014. A su vez, se registraron mayores intereses correspondientes al aumento de la deuda financiera.

El cargo por impuesto a las ganancias en el cuarto trimestre de 2014 fue positivo en Ps 1,1 MM, aproximadamente Ps 5,2 MM mejor que el cargo correspondiente al cuarto trimestre del año 2013, el cual había alcanzado los Ps 4,1 MM. Esta diferencia tiene su origen principalmente en la variación positiva del impuesto diferido por Ps 6,8 MM, debido fundamentalmente a la menor tasa efectiva finalmente realizada al cierre de 2014 a partir de la evolución final del tipo de cambio al cierre del ejercicio, teniendo en cuenta el impacto en la diferencia de conversión de los bienes de uso y consecuentemente en el impuesto diferido, todo ello asimismo comparado contra lo ocurrido en el último trimestre de 2013.

La utilidad neta del período fue de Ps 1,4 MM, un 27,9% inferior a la del mismo período del año 2013.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los Ps 18,0 MM superando en un 62,9% las realizadas en el último trimestre de 2013, sin considerar para este último período la baja en bienes de uso por la cesión de la participación de Loma Campana a Chevron por Ps. 6,7 MM. Las mayores inversiones han sido producto: (i) del incremento de la actividad de explotación, principalmente la perforación de pozos y actividad de workovers y, (ii) del avance del conjunto de proyectos referentes a nuestro segmento de Downstream.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

3.1 UPSTREAM

4T 2013	3T 2014	4T 2014	Var.% 2014/2013		Ene-Dic (*) 2013	Ene-Dic 2014	Var.% 2014/2013
1.729	4.463	1.572	-9,1%	Utilidad operativa (Ps M)	7.179	12.353	72,1%
12.673	19.357	19.736	55,7%	Ventas netas (Ps M)	42.697	70.697	65,6%
239,3	246,0	249,8	4,4%	Producción crudo (Kbbld)	232,3	244,6	5,3%
54,7	44,6	58,1	6,2%	Producción NGL (Kbbld)	48,2	48,7	1,0%
35,5	44,9	43,7	23,1%	Producción gas (Mm3d)	33,9	42,4	25,1%
517,0	573,0	582,8	12,7%	Producción total (Kbped)	493,4	560,1	13,5%
304	306	804	164,5%	Gastos de exploración (Ps M)	829	2.034	145,4%
1.975	11.131	14.138	616,0%	Inversiones (**) (Ps M)	22.799	49.081	115,3%
2.902	4.618	5.516	90,1%	Amortizaciones (Ps M)	9.591	17.180	79,1%
Precios de Realización							
74,7	76,1	76,4	2,3%	Crudo mercado local Promedio período (***) (USD/bbl)	71,4	73,7	3,2%
4,00	4,28	4,42	10,5%	Precio promedio gas (****) (USD/Mmbtu)	3,79	4,29	13,2%

(*) Para el acumulado Ene-Dic 2013 se presentan los resultados recurrentes, que no incluyen la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AESU y TGM. (**) Las Inversiones para el acumulado Ene-Dic 2014 incluyen as altas por las adquisiciones de los activos del grupo Apache (neta de la cesión a Pluspetrol), Bajada de Añelo, La Amarga Chica y las UTE Puesto Hernández, Lajas y La Ventana, por un total de a Ps 7.442M. Las inversiones para el acumulado Ene-Dic 2013 y 4T 2013 incluyen la baja por la cesión de la participación a Chevron en Loma Campana por un total de Ps -6.708 M. (***) En el tercer y cuarto trimestre de 2014 incluye el precio de venta de crudo de YSUR. (****) Los valores del 4T 2013 y acumulados Ene-Dic 2013 fueron recalculados. Además, en el tercer y cuarto trimestre de 2014 incluye el precio de venta de gas de YSUR.

3.1.1 RESULTADOS ACUMULADOS

La utilidad operativa del Upstream del año 2014 totalizó Ps 12,4 MM, un 72,1% superior a la utilidad operativa recurrente del año 2013.

Las ventas de crudo y gas crecieron un 65,6% en relación al ejercicio 2013, alcanzando los Ps 70,7 MM. Este incremento se produce principalmente por los mayores volúmenes producidos y transferidos a nuestro segmento del Downstream y a los mayores precios promedio expresados en pesos para ambos productos. En términos de gas natural es importante destacar que, excepto por la porción proveniente del grupo YSUR, que es comercializada directamente a terceros por esta compañía, la producción de YPF S.A., neta de los consumos internos, es asignada al segmento Downstream para su comercialización a terceros, obteniendo el segmento de Upstream el precio promedio obtenido por la Sociedad en dichas ventas, neto de un cargo interno por comercialización.



El precio promedio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el año 2014 registro un aumento del 3,2%, siendo de 73,7 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio anual fue de 4,29 USD/Mmbtu, un 13,2% superior al del 2013. En ambos productos, se consolida el precio promedio de venta de crudo y gas natural de YSUR, 79,2 USD/bbl y 3,32 USD/Mmbtu, respectivamente.

La producción total de hidrocarburos del año 2014 fue un 13,5% superior a la del año 2013, alcanzado los 560,1 Kbbpd, impulsada por un crecimiento orgánico del 5,7% de la producción de YPF (incremento que incluye la incorporación de la mayor producción del área Puesto Hernández como consecuencia de la adquisición de una participación adicional del 38,45% en dicha área en enero del corriente año) y por la adquisición del grupo YSUR que contribuyó con una producción adicional de 38,6 Kbbpd¹. La producción de crudo alcanzó 244,6 Kbbld, un 5,3% superior a la del año anterior y la producción de gas se incrementó un 25,1%, totalizando 42,4 Mm3d.

El incremento orgánico en la producción proviene principalmente de la cuenca Neuquina, destacándose la producción de tight gas proveniente de la formación Lajas que alcanzó un promedio diario de 3,5 Mm3d, lo que significa un aumento de 439% respecto del promedio diario del año 2013.

Durante el año 2014 se perforaron un total de 908 pozos, de los cuales 255 corresponden a pozos con objetivos a formaciones no convencionales: 173 en Loma Campana, 44 en Segmento V de Loma La Lata (Lajas), 29 en Rincón del Mangrullo y 9 en El Orejano. Al cierre del año 2014 el total de equipos de perforación en actividad era de 74.

Los costos del año 2014, aumentaron un 64,3% (+Ps 22,8 MM), principalmente por: (i) las mayores depreciaciones de Ps 7,6 MM como consecuencia del incremento en inversiones y el incremento del valor de los activos en pesos, (ii) el incremento en servicios contratados a terceros por Ps 5,1 MM, principalmente asociados a mayor actividad, el incremento de las tarifas en pesos de dichos servicios y la inclusión de YSUR, (iii) las mayores regalías de Ps 3,6 MM, fundamentalmente por el incremento de volúmenes producidos y un mayor precio denominado en pesos en boca de pozo y la inclusión de YSUR, y, (iv) el aumento en los gastos de exploración de Ps 1,2 MM explicados precedentemente.

Se destaca que durante el 2014 en comparación del mismo periodo 2013, los costos operativos erogables unitarios en dólares disminuyeron un 5,7%, de 26,4 USD/bpe en año 2013 a 24,9 USD/bpe en 2014 (incluyendo tributos por 5.6 USD/bpe y 5.5 USD/bpe respectivamente), principalmente debido a la combinación de mayor producción y el impacto de la devaluación del tipo de cambio. Por su parte, el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 13,9 USD/bpe, un 8% menor a los 15,1 USD/bpe del año 2013.

Reservas

En el año 2014, la incorporación de reservas de hidrocarburos alcanzó los 333 Mbpe, de los cuales 154 Mbbl corresponden a líquidos y 179 Mbpe (28.472 Mm3) a gas natural. De esta manera, las reservas comprobadas han aumentado un 11,9% respecto del 2013, de 1.083 Mbpe a 1.212 Mbpe. A su vez, en el año 2014 se incluyen las reservas consolidadas de YSUR por 140 Mbpe.

¹ Corresponde al volumen total de producción de YSUR desde la fecha de adquisición hasta el cierre del año 2014 dividido 365 días.



Es así como la tasa de reemplazo de reservas alcanzó un 163%, mientras que el mismo indicador para el gas fue 184% y de 144% para los líquidos. En el año anterior la tasa de reemplazo de reservas había alcanzado el 158%.

Se destacan las incorporaciones de reservas comprobadas en Aguada Toledo - Sierra Barrosa por el desarrollo del tight gas en la Formación Lajas, en Rincón del Mangrullo por el desarrollo del tight gas en la Formación Mulichinco, las relacionadas a la extensión de las concesiones en las Provincias de Río Negro (tanto para YPF como para YSUR) y Tierra del Fuego (para YSUR), aquellas en Loma Campana asociadas al desarrollo del shale oil de la Formación Vaca Muerta, las incorporaciones en los yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge y Neuquina debido al impulso en nuevos proyectos de desarrollo de petróleo y gas, así como a la extensión de la recuperación secundaria. Por último, también se destaca la incorporación de reservas provenientes de la consolidación de los activos de YSUR. Por otro lado, cabe señalar que durante el ejercicio 2014 se produjeron disminuciones de reservas por 41 Mbpe producto de las ventas por las extensiones de los contratos de las áreas Magallanes y La Ventana a ENAP Sipetrol y Sinopec respectivamente, como así también por la cesión de ciertos bloques a GyP, entre ellos Puesto Cortadera.

3.1.2 CUARTO TRIMESTRE 2014

La utilidad operativa del Upstream para el cuarto trimestre 2014 totalizó Ps 1,6 MM, un 9,1% inferior a la del 4T 2013.

En el cuarto trimestre de 2014, las ventas crecieron un 55,7% en relación al mismo periodo de 2013, atribuible a mayores ventas de crudo y gas natural. Las ventas de crudo aumentaron un 44,1% (+Ps 4,3 MM) debido al incremento de precio del barril en pesos y a los mayores volúmenes producidos y transferidos a nuestro segmento de Downstream. Los ingresos de gas natural aumentaron un 79,2% en relación al cuarto trimestre 2013, como resultado de mayores volúmenes producidos y el incremento en el precio promedio de venta.

El precio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el último trimestre del año 2014 aumentó un 2,3% hasta los 76,4 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio fue de 4,42 USD/Mmbtu, un 10,5% superior al del cuarto trimestre de 2013. En ambos productos, se consolida el precio de venta de crudo y gas natural de YSUR, 82,9 USD/bbl y 4,2 USD/Mmbtu, respectivamente. Es importante destacar que a partir del mes de noviembre 2014 se hizo efectiva la incorporación de YSUR dentro del denominado "Plan gas II" con retroactividad al mes de julio, por lo cual el precio promedio en el trimestre fue considerablemente mayor a lo observado en el trimestre inmediatamente anterior.

En el cuarto trimestre de 2014 la producción total de hidrocarburos alcanzó los 582,8 Kbped, un 12,7% superior a la del mismo trimestre de 2013; la producción de crudo fue 249,8 Kbbld (+4,4%), la producción de gas natural fue 43,7 Mm3d (+23,1%) y la producción de NGL fue 58,1 Kbbld (+6,2%). La producción diaria de hidrocarburos consolidada de YSUR fue de 46,6 Kbped, compuestos por 9,4 Kbbld de crudo, 1,8 Kbbld de NGL y 5,6 Mm3d de gas natural.

Durante el cuarto trimestre de 2014, en las áreas no convencionales se han producido un total de 38 Kbped de hidrocarburos, compuestos por 20,3 Kbbld de crudo, 7,9 Kbbld de NGL y 1,6 Mm3d de gas natural, de los cuales YPF consolida aproximadamente el 50%. En cuanto a la actividad de desarrollo, se han puesto



en producción 38 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total a la fecha de aproximadamente 300 pozos, contando con un total de 18 equipos activos de perforación y 7 de workover.

En cuanto a la actividad en tight gas: (i) en el proyecto con el objetivo de desarrollar la formación Lajas, durante el cuarto trimestre de 2014, se perforaron y pusieron en producción 11 pozos y la producción promedio de gas natural fue de 4,0 Mm3d, y, (ii) en el proyecto con el objetivo de desarrollar la formación Mulichinco en el área de Rincón del Mangrullo se alcanzó una producción de gas natural de 0,8 Mm3d neta para YPF.

Por su parte, se continúa trabajando en la recuperación de la producción del área de Malargüe, afectada en marzo del 2014 por el incidente ocurrido en la planta de Cerro Divisadero, ubicada en la provincia de Mendoza. Durante el cuarto trimestre de 2014, la zona de Malargüe alcanzó una producción de crudo promedio de 7,2 kbbl/d (2,0 kbbl/d menos que antes del incidente).

Los costos de ventas aumentaron un 66,0% (+Ps 7,2 MM) en el cuarto trimestre de 2014, principalmente por: (i) las mayores depreciaciones de Ps 2,6 MM como consecuencia del incremento en inversiones y el incremento del valor de los activos en pesos, (ii) el incremento en servicios contratados a terceros por Ps 1,5 MM, principalmente asociados a mayor actividad y la inclusión de YSUR, (iii) las mayores regalías de Ps 1,0 MM, fundamentalmente por el incremento de volúmenes producidos y un mayor precio denominado en pesos en boca de pozo y la inclusión de YSUR, y, (iv) el aumento en los gastos de exploración de Ps 0,5 MM debido principalmente a mayores cargos por gastos de estudios geológicos realizados en el presente período.

Inversiones

Las inversiones acumuladas del Upstream del año 2014 ascendieron a Ps 49,1 MM, siendo un 115,3% superior a las del año 2013, todo ello, considerando (i) para el año 2014 las inversiones correspondientes a la adquisición de los activos de las sociedades del grupo Apache, neta de la cesión de activos a Pluspetrol, y las compras de participaciones adicionales de Bajada de Añelo y La Amarga Chica y en las UTE Puesto Hernández, Lajas y La Ventana, todo lo cual tuvo una variación en los bienes de uso de aproximadamente Ps.7,4 MM, y (ii) para el año 2013 la cesión de la participación del 50% de Loma Campana a Chevron que significó una baja en los bienes de uso por Ps 6,7 MM. Si no se consideran las variaciones en bienes de uso por las adquisiciones y ventas de participaciones antes mencionadas, el incremento en las inversiones del Upstream es del 41,1% con un monto total para el año 2014 de Ps 41,6 MM. Las inversiones en Upstream en el 4T 2014 alcanzaron los Ps 14,1 MM, superando a las inversiones del mismo período del 2013, sin considerar la baja de Ps 6,7 MM antes mencionada, en un 62,8%.

Por su parte, en el cuarto trimestre del año, en cuanto a la actividad de desarrollo, se destacan las inversiones efectuadas en (i) la cuenca Neuquina, en las áreas de Loma Campana, Aguada Toledo - Sierra Barrosa (desarrollo de tight gas con objetivo formación Lajas) y Puesto Molina (ii) en la cuenca del Golfo San Jorge, en las áreas de Manantiales Behr y El Trébol (Provincia de Chubut), con el objeto de incrementar el factor de recobro y en las áreas Los Perales, Cañadón Seco, Cañadón Yatel y Cañadón de la Escondida (Provincia de Santa Cruz), y (iii) en la cuenca Cuyana las áreas del norte de Mendoza .

En lo que concierne a la actividad exploratoria durante el cuarto trimestre del año 2014, se realizaron inversiones en (i) la cuenca Neuquina en las áreas de Bandurria, El Manzano, Loma del Molle, Cerro Arena, Lajas Este, Rincón del Mangrullo, Los Caldenes, Cañadón Amarillo y Paso Bardas, (ii) la cuenca del



Golfo San Jorge en Barranca Baya, Los Perales, Cerro Piedra y Manantiales Behr, y (iii) la cuenca Cuyana en las áreas Barrancas, La Ventana y Los Tordillos.

3.2 DOWNSTREAM

4T 2013	3T 2014	4T 2014	Var.% 2014/2013		Ene-Dic 2013	Ene-Dic 2014	Var.% 2014 / 2013
2.767	3.864	1.740	-37,1%	Utilidad operativa (Ps M)	6.721	10.978	63,3%
24.623	35.746	35.347	43,6%	Ventas netas (Ps M)	86.771	133.743	54,1%
4.094	4.297	4.445	8,6%	Ventas de productos refinados mercado interno (*) (Km3)	15.988	16.828	5,3%
432	284	428	-0,9%	Exportación productos refinados (Km3)	1.502	1.541	2,6%
198	232	216	9,3%	Ventas de productos químicos mercado interno (**) (Ktn)	779	849	9,0%
49	88	54	10,2%	Exportacion de productos químicos (**) (Ktn)	281	254	-9,6%
287	299	296	3,1%	Crudo procesado (Kbped)	278	290	4,3%
90%	94%	93%	3,1%	Utilización de las refinерías (%)	87%	91%	4,3%
2.106	2.311	3.248	54,2%	Inversiones (Ps M)	4.903	8.392	71,1%
485	634	675	39,3%	Amortizaciones (Ps M)	1.452	2.445	68,4%
704	789	778	10,5%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (***) (USD/m3)	712	761	6,9%
774	824	814	5,1%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (***) (USD/m3)	783	799	2,1%

(*) No incluye las ventas de GLP de YSUR.

(**) No incluye las ventas de fertilizantes.

(***) Precio neto de bonificaciones y comisiones antes de impuestos.

3.2.1 RESULTADOS ACUMULADOS

La utilidad operativa del Downstream durante año 2014 ascendió a Ps 11.0 MM, un 63,3% superior a la del año 2013.

Las ingresos ordinarios crecieron un 54,1% en relación mismo periodo 2013, primordialmente por las mayores ventas de gasoil de Ps 18,2 MM y naftas de Ps 11,3 MM, las cuales se vieron motivadas por los mayores precios promedio en pesos y los mayores volúmenes comercializados en el orden de 0,8% y 3,9% respectivamente. Las ventas en el mercado local e internacional de fuel oil alcanzaron los Ps 7,7 MM (+Ps 3,8 MM), aumento explicado tanto por los mayores volúmenes de los productos comercializados (33,4%) como por el incremento de precios denominados en pesos, mientras que las ventas de productos petroquímicos totalizaron Ps 5,9 MM (+Ps 2,0 MM) incremento también explicado por los mayores precios



denominados en pesos, y los mayores volúmenes de producto comercializados (+4,2%). Por su parte, en el mismo periodo, las exportaciones de jet fuel alcanzaron los Ps 3,3 MM (+Ps 1,0 MM) y las de harinas, aceites y granos totalizaron Ps 3,1 MM (+Ps 1,0 MM).

Durante el año 2014 los costos se incrementaron un 53,4% (+Ps 42,7 MM) en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan: (i) mayores compras de crudo por Ps 22,5 MM, principalmente por el incremento del precio del crudo denominado en pesos, tanto en los volúmenes transferidos desde el Upstream como de las compras de crudo a otros productores, (ii) el incremento en los precios y volúmenes de biocombustibles por Ps 2,8 MM, (iii) las mayores importaciones de gas oil y naftas por un valor de Ps 2,7 MM, principalmente como consecuencia de haber sido efectuadas a mayores precios en pesos con respecto al año 2013, mientras que los volúmenes importados de dichos productos solo registraron un incremento del 1%, y (iv) el aumento en las depreciaciones de Ps 1,0 MM.

En relación al siniestro sufrido por nuestra Refinería La Plata, en el presente año se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente Ps 2,0 MM como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo de ventas. En relación con este acontecimiento en el último trimestre del año 2013 se había registrado una ganancia de Ps 1,5 MM en el rubro "Otros Ingresos (egresos), netos", principalmente en concepto de resarcimiento por daño material y de Ps 0,5 MM en concepto de pérdida de beneficios, el cual se expuso como menor costo por compras, con similar criterio al utilizado en 2014.

El promedio de utilización de las refinerías para el año 2014 fue del 91%, un 4,3% superior a la alcanzada en el año 2013, evidenciando en el año una importante recuperación del siniestro ocurrido durante el segundo trimestre del año en la Refinería de La Plata.

3.1.2 CUARTO TRIMESTRE 2014

La utilidad operativa del Downstream en el cuarto trimestre de este año ascendió a Ps 1,7 MM, un 37,1% inferior a la del 4T 2013.

Los ingresos ordinarios crecieron un 43,6% en relación al cuarto trimestre del año 2013 primordialmente por las mayores ventas de gasoil de Ps 4,5 MM y naftas de Ps 2,8 MM, las cuales se vieron motivadas por los mayores precios promedio en pesos, mientras que los volúmenes comercializados se mantuvieron en niveles similares al cuarto trimestre 2013. Por su parte, en el mismo periodo, las ventas en el mercado externo se incrementaron en un 23% (+Ps 0,6 MM) principalmente por los mayores volúmenes exportados (+Ps 0,5 MM), como así también por los mayores precios medidos en pesos (+Ps 0,1 MM).

En el último trimestre del año 2014 los costos se incrementaron un 44,0% o Ps 10,3 MM (sin considerar el recupero del seguro por daño material por 1,5 MM devengados en el 4T 2013) en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan: (i) el aumento del crudo de Ps 4,7 MM, principalmente por el incremento del precio denominado en pesos, tanto en los volúmenes transferidos desde el Upstream como de las compras de crudo a otros productores, (ii) el incremento en los precios y volúmenes de biocombustibles comprados de Ps 0,9 MM, y (iii) el aumento en las depreciaciones de Ps 0,2 MM. Por su parte, las importaciones de gasoil aumentaron un 3,6%, de Ps 1,7 MM a Ps 1,8 MM, debido a que los



mayores precios medidos en pesos del producto importado compensaron la baja del 13,5% de los volúmenes comprados.

En relación al siniestro sufrido por nuestra Refinería La Plata en el segundo trimestre de 2013, en el presente trimestre se devengó un recuperó de aproximadamente Ps 0,4 MM como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo de ventas, teniendo como premisa que de no haber ocurrido el incidente en la mencionada refinería se hubiesen importado menores volúmenes de productos refinados. En el cuarto trimestre 2013 el monto devengando por el recuperó de los beneficios previamente explicados fue de Ps 0,5 MM el cual fue registrado como menor costo de ventas.

Al igual que en el trimestre anterior, una mayor disponibilidad de crudo liviano permitió alcanzar niveles de procesamiento de crudo previos al incidente en la Refinería La Plata ocurrido durante el segundo trimestre del año 2013. De esta manera, el volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 296 Kbbld, un 3,1% superior al nivel alcanzado en el último trimestre 2013.

Inversiones

Las inversiones acumuladas del Downstream del año 2014 ascendieron a Ps 8,4 MM, siendo un 71,2% superior a las del año 2013.

Las inversiones del Downstream del trimestre alcanzaron Ps 3,2 MM, un 54,2% superior al mismo período del año 2013, como resultado de la continuación de la ejecución de proyectos plurianuales y el desarrollo de ingeniería de nuevas unidades, que tienen por objeto incrementar la capacidad de producción de naftas y gasoil, así como la mejora de la calidad de dichos productos. Se destacan la unidad de Coque y una nueva unidad de Alquilación en el complejo La Plata, y nuevas unidades de Hidrogenación de Naftas de Coque en La Plata y Mendoza, así como las obras tendientes a mejorar nuestras instalaciones logísticas y proyectos orientados a la mejora en el desempeño de seguridad y medio ambiente.



3.3 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.

El resultado operativo de la corporación en el año 2014 alcanzó Ps -3,3 MM, siendo inferior al resultado del año 2013 en un 119,6 % (Ps -1,8 MM). Los resultados del segmento fueron afectados principalmente por una provisión de Ps 1,2 MM millones registrada por la subsidiaria Maxus US - YPF Holdings, vinculada a reclamos de terceros basados en supuestas antiguas responsabilidades contractuales y que esta subsidiaria objetará oportunamente, y en menor medida por los mayores costos por incremento de salarios y cargas sociales, por los mayores cargos por honorarios por servicios y publicidad asociados al lanzamiento de Infinia y el re-lanzamiento de Serviclub, todo ello compensado parcialmente por los mejores resultados obtenidos en el año por nuestra sociedad controlada AESA.

Por su parte, los ajustes de consolidación, que corresponden a la eliminación de los resultados entre los distintos segmentos de negocios que no han trascendido a terceros, tuvieron una magnitud de Ps -0,2 MM en el año 2014 y de Ps -0,4 MM en 2013.

3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

En el año 2014 el resultado de las compañías no controladas (principalmente MEGA, Profertil y Refinor) fue Ps 0,6 MM, reflejando una variación positiva de Ps 0,2 MM en relación al resultado obtenido en el mismo periodo 2013. En cuanto al cuarto trimestre 2014 el resultado alcanzó Ps 0,5 MM siendo un 80% superiores a los Ps 276 MM del último trimestre 2013.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el año 2014, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 46,2 MM, un 120,2% mayor a la del mismo período del año anterior. Este incremento de Ps 25,2 MM se produjo principalmente por el crecimiento del EBITDA (aproximadamente Ps 17,5 MM) y por una mayor reducción del capital de trabajo, en la cual merece destacarse la cobranza de Ps 1,7 MM en concepto de seguro por pérdida de beneficios, relacionado con el siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013, como así también el similar monto de erogaciones realizadas en término de anticipos y pago de declaración jurada por impuesto a las ganancias, comparando ambos ejercicios, no obstante ser la utilidad neta antes de impuestos un 54% superior en 2014 versus 2013.

En cuanto a las actividades de financiación en 2014, la compañía obtuvo un ingreso neto de aproximadamente Ps 5,0 MM, proveniente de una mayor toma y refinanciación de vencimientos de deuda, principalmente mediante la emisión de obligaciones negociables en el mercado local e internacional. En esta línea cabe destacar la emisión de USD 1 MM a 10 años de plazo colocada en el mercado internacional en abril de 2014, que ha sido la más grande realizada por una compañía argentina en toda la historia. Asimismo, debe tenerse en consideración la erogación por la recompra de acciones propias por Ps 0,2 MM.

Dicha generación de caja resultó en una sólida situación de liquidez al cierre del año 2014, donde el efectivo y equivalentes de la compañía ascendieron a Ps 9,8 MM. A su vez, en relación al cierre del año

anterior la deuda financiera neta reportó un incremento de Ps 18,4 MM (+86,7%), alcanzando los Ps 39,5 MM para al final del año 2014, mientras que la deuda bruta de la compañía registró un aumento de Ps 17,4 MM (+54,6%).

El costo promedio de la deuda nominada en pesos del año 2014 fue de 23,05%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 6,84%. Asimismo, el ratio deuda neta sobre EBITDA al cierre de 2014 fue de 0,95x, apenas por encima del 0,9x del cierre del año 2013.

A su vez, durante los primeros días del mes de febrero 2015, la posición de caja se vio fortalecida con la reapertura de las Obligaciones Negociables adicionales Clase XXVI y XXVIII en el mercado de capitales internacional por un total adicional de USD 0,5 MM y las nuevas emisiones en el mercado local de las Obligaciones Negociable Clase XXXVI y XXXVII por Ps 1,2 MM en el mercado local.

A continuación se detallan las emisiones de Obligaciones Negociables de YPF realizadas con posterioridad al 31 de Diciembre de 2014:

ON	Monto	Tasa de interés	Vencimiento
Clase XXVI	USD 175 M	8,875%	60 meses
Clase XXVIII	USD 325 M	8,75%	120 meses
Clase XXXVI	Ps 950 M	BADLAR + 4,74%	60 meses
Clase XXXVII	Ps 250 M	BADLAR + 3,49%	24 meses

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 4° TRIMESTRE 2014

5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras expresadas en millones de pesos)

4T 2013	3T 2014	4T 2014	Var.% 4T14 / 4T13		Ene-Dic 2013	Ene-Dic 2014	Var.% 2014 / 2013
25.294	38.209	37.739	49,2%	Ingresos Ordinarios	90.113	141.942	57,5%
(19.708)	(26.365)	(29.684)	50,6%	Costos de Ventas	(68.094)	(104.492)	53,5%
5.586	11.844	8.055	44,2%	Utilidad bruta	22.019	37.450	70,1%
(2.016)	(2.766)	(2.827)	40,2%	Gastos de comercialización	(7.571)	(10.114)	33,6%
(797)	(1.119)	(1.414)	77,4%	Gastos de administración	(2.686)	(4.530)	68,7%
(304)	(306)	(804)	164,5%	Gastos de exploración	(829)	(2.034)	145,4%
1.351	391	(1.646)	-221,8%	Otros gastos	227	(1.030)	-553,7%
3.820	8.044	1.364	-64,3%	Utilidad operativa	11.160	19.742	76,9%
276	38	497	-80,1%	Resultado de las inversiones en sociedades	353	558	58,1%
(462)	(140)	(2)	-99,6%	Resultados financieros:			
351	480	248	-29,3%	Generados por activos	(1.251)	(1.164)	-7,0%
(813)	(620)	(250)	-69,2%	Intereses	924	1.326	43,5%
2.331	87	(1.674)	-171,8%	Diferencias de cambio	(2.175)	(2.490)	14,5%
(1.473)	(1.793)	(2.032)	37,9%	Generados por pasivos	4.086	2.936	-28,1%
3.804	1.880	358	-90,6%	Intereses	(3.833)	(7.336)	91,4%
5.965	8.029	185	-96,9%	Diferencias de cambio	7.919	10.272	29,7%
197	(2.931)	(1.362)	-791,4%	Utilidad neta antes de imp. a las ganancias	14.348	22.072	53,8%
(4.284)	(1.879)	2.477	-157,8%	Impuesto a las ganancias corriente	(2.844)	(7.323)	157,5%
(40)	7	(83)		Impuesto a las ganancias diferido	(6.425)	(5.900)	-8,2%
1.918	3.212	1.383	-27,9%	Utilidad neta atribuible al interes no controlante	(46)	(153)	
4,89	8,19	3,52	-28,0%	Utilidad neta del período (*)	5.125	9.002	75,6%
5.661	2.515	1.117	-80,3%	Utilidad neta por acción básico y diluida (*)	13,05	22,95	75,8%
7.539	5.734	2.417	-67,9%	Otros Resultados integrales	12.031	16.276	35,3%
7.511	13.603	8.437	12,3%	Resultado integral total del período	17.110	25.125	46,8%
				EBITDA (**)	23.107	41.412	79,2%

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

(*) Atribuible al accionista controlante

(**) EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de bienes de uso + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas

5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2014</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	2.446	4.393
Bienes de uso	93.496	156.930
Inversiones en sociedades	2.124	3.177
Activos por impuesto diferido	34	244
Otros créditos y anticipos	2.927	1.691
Créditos por ventas	54	19
Total del activo no corriente	<u>101.081</u>	<u>166.454</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	9.881	13.001
Otros créditos y anticipos	6.506	7.170
Créditos por ventas	7.414	12.171
Efectivo y equivalentes de efectivo	10.713	9.758
Total del activo corriente	<u>34.514</u>	<u>42.100</u>
Total del activo	<u>135.595</u>	<u>208.554</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.600	10.400
Reservas y resultados no asignados	37.416	62.230
Interés no controlante	224	151
Total Patrimonio Neto	<u>48.240</u>	<u>72.781</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	19.172	26.564
Pasivos por impuesto diferido	11.459	18.948
Otras cargas fiscales	362	299
Remuneraciones y cargas sociales	8	-
Préstamos	23.076	36.030
Cuentas por pagar	470	566
Total del pasivo no corriente	<u>54.547</u>	<u>82.407</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	1.396	2.399
Impuesto a las ganancias a pagar	122	3.972
Otras cargas fiscales	1.045	1.411
Remuneraciones y cargas sociales	1.119	1.903
Prestamos	8.814	13.275
Cuentas por pagar	20.312	30.406
Total del pasivo corriente	<u>32.808</u>	<u>53.366</u>
Total del pasivo	<u>87.355</u>	<u>135.773</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>135.595</u>	<u>208.554</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 expresadas en millones de pesos)

4T 2013	3T 2014	4T 2014		Ene-Dic 2013	Ene-Dic 2014
			Flujos de Efectivo de las operaciones		
1.878	3.219	1.300	Utilidad neta consolidado del período	5.079	8.849
(276)	(38)	(497)	Resultados de las inversiones en sociedades	(353)	(558)
3.447	5.343	6.276	Depreciación de bienes de uso	11.236	19.936
55	77	219	Amortización de activos intangibles	197	469
678	868	1.370	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	2.336	4.041
991	922	3.096	Aumento neto de provisiones	3.272	5.561
(2.300)	1.112	(3.929)	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(3.551)	(2.116)
81	28	24	Plan de beneficios en acciones	81	80
(1.956)	(505)	(409)	Seguros devengados	(1.956)	(2.041)
			Cambios en activos y pasivos:		
1.405	(707)	326	Créditos por ventas	(2.627)	(3.824)
(1.128)	(64)	1.050	Otros créditos y anticipos	(1.332)	248
(446)	(384)	2.181	Bienes de cambio	(732)	(244)
(1.382)	1.323	3.404	Cuentas por pagar	3.243	5.067
154	2.082	(2.788)	Otras cargas fiscales	272	218
176	419	296	Remuneraciones y cargas sociales	253	727
(197)	(426)	(394)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(713)	(1.974)
144	18	66	Dividendos cobrados	280	299
-	1.098	-	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	-	1.689
3.261	4.009	(2.029)	Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	5.979	9.727
4.087	4.810	(1.115)	Cargo por impuesto a las ganancias	9.269	13.223
(826)	(801)	(914)	Pagos de impuesto a las ganancias	(3.290)	(3.496)
4.585	18.394	9.562	Flujos de Efectivo de las Operaciones	20.964	46.154
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
			Pagos por inversiones:		
(9.436)	(13.213)	(14.848)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(27.639)	(50.213)
(9)	(9)	(12)	Aportes de capital en inversiones en sociedades	(20)	(106)
-	-	(1.711)	Anticipos recibidos por venta de bienes de uso	-	-
-	(357)	8	Adquisición de participación en UTEs	-	(861)
-	-	-	Adquisición de subsidiarias neta de fondos adquiridos	107	(6.103)
5.351	-	2.060	Ingreso por ventas de bienes de uso y activos intangibles	5.351	2.060
-	-	-	Cobro de seguros por daño material	-	1.818
(4.094)	(13.579)	(14.503)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(22.201)	(53.405)
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
(1.912)	(3.030)	(4.308)	Pago de préstamos	(6.804)	(13.320)
(956)	(1.114)	(1.646)	Pago de intereses	(2.696)	(5.059)
5.983	4.141	4.607	Préstamos obtenidos	16.829	23.949
-	(464)	-	Dividendos Pagados	(326)	(464)
(27)	(145)	(2)	Recompra de acciones propias en cartera	(120)	(200)
96	-	80	Aportes de interés no controlante	96	80
3.184	(612)	(1.269)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	6.979	4.986
135	222	95	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	224	1.310
3.810	4.425	(6.115)	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	5.966	(955)
6.903	11.448	15.873	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	4.747	10.713
10.713	15.873	9.758	Efectivo y equivalentes al cierre del período	10.713	9.758
3.810	4.425	(6.115)	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	5.966	(955)
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
4.533	6.567	6.731	Caja y Bancos	4.533	6.731
6.180	9.306	3.027	Otros Activos Financieros	6.180	3.027
10.713	15.873	9.758	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	10.713	9.758

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

5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras expresadas en millones de pesos)

4T 2014	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	2.496	34.938	305	-	37.739
Ingresos intersegmentos	17.240	409	1.500	-19.149	-
Ingresos ordinarios	19.736	35.347	1.805	-19.149	37.739
Utilidad operativa	1.572	1.740	-2.153	205	1.364
Resultado de inversiones en sociedades	-3	500	-	-	497
Depreciación de bienes de uso	5.516	675	85	-	6.276
Inversión de bienes de uso	13.870	3.248	583	-	17.701
Activos	126.228	68.509	16.356	-2.539	208.554

4T 2013	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	1.036	24.207	51	-	25.294
Ingresos intersegmentos	11.637	416	784	-12.837	-
Ingresos ordinarios	12.673	24.623	835	-12.837	25.294
Utilidad operativa	1.729	2.767	-441	-235	3.820
Resultado de inversiones en sociedades	-81	357	-	-	276
Depreciación de bienes de uso	2.902	485	60	-	3.447
Inversión de bienes de uso	12.915	2.106	240	-	15.261
Activos	70.775	51.336	15.161	-1.677	135.595

5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES

<i>Millones de USD</i>	2013	2014	2014	Var	2013	2014	Var
	4T	3T	4T	4T 14 / 4T 13	Ene - Dic(*)	Ene - Dic	2014 / 2013
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	4.188	4.632	4.459	6,5%	16.514	17.576	6,4%
Costos de Ventas	-3.342	-3.196	-3.507	5,0%	-12.566	-12.939	3,0%
Utilidad bruta	846	1.436	952	12,5%	3.948	4.637	17,5%
Gastos de comercialización	-334	-335	-334	0,1%	-1.387	-1.252	-9,7%
Gastos de administración	-132	-136	-167	26,6%	-492	-561	14,0%
Gastos de exploración	-50	-37	-95	88,7%	-152	-252	65,8%
Otros gastos	303	47	-194	-164,3%	286	-128	-144,6%
Utilidad operativa	632	975	161	-74,5%	2.202	2.445	11,0%
Depreciación de bienes de uso	571	648	742	29,9%	2.059	2.469	19,9%
Amortización de activos intangibles	9	9	26	184,2%	36	58	60,9%
Perforaciones exploratorias improductivas	31	17	68	118,3%	94	157	66,3%
EBITDA	1.244	1.649	997	-19,8%	4.391	5.128	16,8%
UPSTREAM							
Ventas netas	2.098	2.347	2.332	11,1%	7.824	8.754	11,9%
Utilidad operativa	286	541	186	-35,1%	1.316	1.530	16,3%
Amortizaciones	480	560	652	35,7%	1.758	2.127	21,0%
Inversiones	327	1.349	1.670	411,0%	4.178	6.077	45,5%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	4.077	4.334	4.176	2,4%	15.901	16.561	4,1%
Utilidad operativa	458	468	206	-55,1%	1.232	1.359	10,4%
Amortizaciones	80	77	80	-0,7%	266	303	13,8%
Inversiones	349	280	384	10,1%	899	1.039	15,6%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-73	-57	-254	248,4%	-279	-414	48,4%
Inversiones	40	42	69	73,4%	83	174	110,0%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	-39	23	24	-162,3%	-67	-30	-54,2%
Tipo de cambio promedio del periodo	6,04	8,25	8,46		5,46	8,08	

NOTA: El cálculo de las magnitudes financieras expresadas en dólares estadounidenses es derivado del cálculo de los resultados expresados en pesos argentinos dividido el tipo de cambio promedio de cada periodo.

(*) Para estos periodos se presentan los resultados recurrentes, que no incluye el impacto de la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguiana Emprendimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM).

5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS

	Unidad	2013					2014				
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2013	1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2014
Producción											
Producción de crudo	Kbbl	20.365	20.770	21.625	22.019	84.780	21.753	21.923	22.634	22.986	89.296
Producción de NGL	Kbbl	4.918	4.162	3.471	5.033	17.584	4.831	3.626	3.970	5.348	17.776
Producción de gas	Mm3	2.824	3.001	3.272	3.262	12.359	3.355	3.970	4.138	4.021	15.483
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	43.045	43.806	45.675	47.568	180.094	47.684	50.517	52.628	53.621	204.450
Henry Hub	US\$/mbtu	3,48	4,09	3,58	3,60	3,69	4,94	4,67	4,06	4,00	4,42
Brent	US\$/bbl	112,48	102,58	110,27	109,21	108,63	108,17	109,70	101,82	76,40	99,02
Ventas											
Ventas de productos refinados											
Mercado interno											
Motonaftas	Km3	1.159	1.060	1.121	1.206	4.545	1.229	1.126	1.158	1.210	4.723
Gasoil	Km3	1.946	2.057	2.048	2.047	8.098	1.920	2.043	2.160	2.044	8.166
JP1 y Kerosene	Km3	108	111	112	118	449	124	108	116	123	471
Fuel Oil	Km3	129	100	293	239	760	294	297	257	320	1.168
LPG	Km3	168	220	265	144	796	146	210	245	159	760
LPG vendido por YSUR	Km3	-	-	-	-	-	5	26	30	27	88
Otros (*)	Km3	379	270	350	340	1.338	286	304	361	589	1.540
Total mercado interno	Km3	3.889	3.819	4.188	4.094	15.988	4.004	4.113	4.327	4.472	16.916
Exportación											
Nafta Virgen	Km3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JP1 y Kerosene	Km3	131	121	127	126	505	129	116	126	128	500
LPG	Km3	123	36	30	104	293	124	35	24	115	299
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	186	98	189	191	664	194	205	128	178	704
Otros (**)	Km3	10	10	9	11	39	8	18	5	7	38
Total Exportación	Km3	450	265	355	432	1.502	455	375	284	428	1.541
Total ventas productos refinados	Km3	4.339	4.084	4.542	4.526	17.490	4.459	4.488	4.610	4.900	18.457
Ventas de productos químicos											
Mercado interno											
Fertilizantes	Ktn	24	27	68	105	224	32	39	76	80	227
Metanol	Ktn	49	57	64	66	236	47	73	103	85	308
Otros	Ktn	130	138	143	132	543	138	143	129	131	541
Total mercado interno	Ktn	203	222	276	303	1.003	217	255	308	296	1.076
Exportación											
Metanol	Ktn	8	22	1	10	41	33	22	21	1	77
Otros	Ktn	62	64	75	39	240	24	33	67	53	177
Total exportación	Ktn	70	86	76	49	281	57	55	88	54	254
Total ventas productos químicos	Ktn	273	308	352	352	1.284	274	310	396	350	1.330
Ventas de otros productos											
Granos, harinas y aceites											
Mercado interno	Ktn	39	30	24	31	124	20	22	21	3	66
Exportación	Ktn	87	239	284	159	769	85	251	292	212	840
Total granos, harinas y aceites	Ktn	126	269	308	190	893	105	273	313	215	906
Principales volúmenes importados											
Naftas y Jet Fuel	Km3	94	198	0	0	292	179	94	0	42	316
Gasoil	Km3	183	420	296	351	1.250	473	275	191	304	1.243

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

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

	Petróleo crudo y condensado		
	(millones de barriles)		
	2014		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	551	1	552
Revisiones de estimaciones anteriores	73	1	74
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	56	-	56
Compras y Ventas	8	-	8
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(89)	(*)	(89)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	600	1	601
	2014		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	421	1	422
Saldos al cierre del ejercicio	446	1	447
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	130	-	130
Saldos al cierre del ejercicio	154	-	154

(1) Nuestras reservas comprobadas de crudo y condensados al 31 de diciembre de 2014 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 91, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de crudo y condensados para el año 2014 incluye un volumen estimado de aproximadamente 13 relativos a los citados pagos.

* Menos de 1 (uno).

	Líquidos de gas natural		
	(millones de barriles)		
	2014		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	76	-	76
Revisiones de estimaciones anteriores	2	-	2
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	13	-	13
Compras y Ventas	(*)	-	(*)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(18)	-	(18)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	73	-	73
	2014		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	55	-	55
Saldos al cierre del ejercicio	53	-	53
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	21	-	21
Saldos al cierre del ejercicio	20	-	20

* Menos de 1 (uno).

(1) Nuestras reservas comprobadas de líquidos de gas natural al 31 de diciembre de 2014 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 11, 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 y condensados para el año 2014 incluye un volumen estimado de aproximadamente 2 relativos a los citados pagos.

Gas Natural			
(miles de millones de pies cúbicos)			
2014			
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	2.555	3	2.558
Revisiones de estimaciones anteriores	441	3	444
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	422	-	422
Compras y Ventas	140	-	140
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(546)	(1)	(547)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	3.011	5	3.016
2014			
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	1.935	3	1.938
Saldos al cierre del ejercicio	2.262	5	2.267
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	620	-	620
Saldos al cierre del ejercicio	749	-	749

- (1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2014 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 324, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de gas natural para el año 2014 incluye un volumen estimado de aproximadamente 60 relativos a los citados pagos.



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 2013, 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: inversores.ypf.com

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 1215

Fax: 54 11 5441 2113