

YPF S.A.
Resultados Consolidados
Año 2015 y 4T 2015



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO Y CUARTO TRIMESTRE DE 2015..... 3

2. ANALISIS DE RESULTADOS DEL AÑO 2015 Y CUARTO TRIMESTRE 2015..... 4

 2.1 RESULTADOS ACUMULADOS..... 4

 2.2 CUARTO TRIMESTRE 2015..... 7

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS 11

 3.1 UPSTREAM..... 11

 3.1.1 RESULTADOS ACUMULADOS..... 11

 3.1.2 CUARTO TRIMESTRE 2015..... 14

 3.2 DOWNSTREAM..... 17

 3.2.1 RESULTADOS ACUMULADOS..... 17

 3.2.2 CUARTO TRIMESTRE 2015..... 19

 3.3 CORPORACION 21

 3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS 21

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL 21

5. TABLAS Y NOTAS 23

 5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO 24

 5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO 25

 5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO 26

 5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO..... 27

 5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES 28

 5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS..... 29

 5.7 INFORMACION COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETROLEO Y GAS 30

El año 2015 cerró con aumento de Ingresos del 10,0%, de EBITDA del 14,8% y una disminución de Utilidad Operativa del 16,0%.

4T 2014	3T 2015	4T 2015	Var.% 4T15 / 4T14	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2014	Ene-Dic 2015	Var.% 2015 / 2014
37.739	40.931	40.946	8,5%	Ingresos Ordinarios (Ps M)	141.942	156.136	10,0%
1.364	5.631	910	-33,3%	Utilidad operativa (Ps M)	19.742	16.588	-16,0%
1.383	1.850	-1.695	-222,6%	Utilidad neta (*) (Ps M)	9.002	4.579	-49,1%
8.437	13.363	11.589	37,4%	EBITDA (Ps M)	41.412	47.556	14,8%
3,52	4,72	-4,32	-222,8%	Utilidad neta por acción (**) (Ps /acción)	22,95	11,68	-49,1%
17.969	15.730	18.322	2,0%	Inversiones (**) (Ps M)	58.881	61.161	3,9%

EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de Bienes de Uso + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas + Deterioro del valor de bienes de uso y activos intangibles.

(*) Atribuible al accionista controlante

(**) Las Inversiones para el acumulado Ene-Dic 2014 incluyen las 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 7,4 MM.

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

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO 2015

- Los ingresos ordinarios del año 2015 fueron de Ps 156,1 MM, un 10,0% más que en 2014.
- En el año 2015, la utilidad operativa alcanzó los Ps 16,6 MM, un 16,0% inferior respecto al año 2014, mientras que el EBITDA para los 12 meses del año 2015 alcanzó los Ps 47,6 MM, siendo un 14,8% mayor que el EBITDA 2014.
- El flujo de caja operativo ascendió a los Ps 41,4 MM para los 12 meses del año 2015, siendo este un 10,3% inferior a los Ps 46,2 MM reportados para el año 2014. En cuanto a las inversiones totales en bienes de uso, se incrementaron en un 3,9%, alcanzando los Ps 61,2 MM. El índice deuda neta sobre EBITDA, medido en dólares, al cierre de 2015 fue de 1,35x.
- La producción total de hidrocarburos del año 2015 fue un 3,0% superior a la del año 2014, alcanzado los 576,7 Kbbpd, siendo la producción de crudo de 249,7 Kbbld, un 2,1% superior a la del año anterior y la producción de gas de 44,2 Mm3d, un incremento del 4,1%. El promedio de crudo procesado del 2015 alcanzó los 299 Kbbld, un 2,9% superior al año 2014, siendo el promedio de utilización de las refinerías para el año 2015 del 94%.
- En el año 2015, la incorporación de reservas de hidrocarburos alcanzó los 225 Mbpe, de los cuales 114 Mbbl corresponden a líquidos y 111 Mbpe a gas natural. De esta manera, las reservas probadas (P1) han aumentado un 1,2%, de 1.212 Mbpe a 1.226 Mbpe. Se destaca que la tasa de reemplazo de reservas total alcanzó un 107%.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL AÑO 2015 Y CUARTO TRIMESTRE 2015

2.1 RESULTADOS ACUMULADOS

Los ingresos ordinarios correspondientes al año 2015 fueron de Ps 156,1 MM, lo que representa un aumento del 10,0% en comparación con el año 2014. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de naftas aumentaron Ps 4,8 MM gracias a un incremento del 14,1% en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes totales despachados del 3,6%, destacándose un aumento del 25,6% en los volúmenes vendidos de nafta Infinia.
- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 3,5 MM, netos de menores recuperos de ITC en 2015, debido a un incremento del 11,0% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a similares volúmenes totales despachados, aunque cabe destacar un incremento del 24,6% en los volúmenes vendidos de Eurodiesel (gas oil Premium).
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 4,6 MM como consecuencia de un aumento en el volumen comercializado, impulsado por la mayor producción del período. Asimismo, se evidenció un incremento en el precio promedio del 22,4% en pesos, principalmente debido a la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental.
- Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en Ps 2,0 MM debido a un incremento del 22,9% en los volúmenes comercializados y a mejores precios de venta;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado local, se registraron menores ingresos por Ps 0,6 MM, debido a los menores precios en pesos, fundamentalmente por la baja del precio de los productos atados al Brent, como también a la disminución del 8,6% en los volúmenes comercializados.
- Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado una disminución de Ps 3,1 MM (-20,3%) debido fundamentalmente a la baja en los precios internacionales de los mismos, no obstante se destacan las exportaciones de harinas, granos y aceites las cuales se incrementaron un 18,6%, totalizando Ps 3,6 MM.
- Durante el ejercicio 2015 se devengaron Ps 2,0 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo.

El costo de ventas en el año 2015 fue de Ps 119,5 MM, un 14,4% superior al del año 2014. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

a) Otros Costos de producción

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente Ps 6,5 MM debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) por aproximadamente Ps 6,0 MM, considerando un incremento del indicador unitario, medido en

pesos, del 22,9% y el aumento de la producción de crudo y gas natural mencionado precedentemente;

- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,9 MM, teniendo en cuenta un aumento del indicador unitario, medido en pesos, de un 17,7% y considerando también los mayores volúmenes procesados;
- Mayores regalías por Ps 1,5 MM debido a la mayor producción del periodo y mayores precios en pesos.

b) Compras

- Incremento neto de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 1,2 MM, debido a un incremento del 6,6% en el precio de compra en pesos y a un aumento del 4,6% de volúmenes adquiridos;
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 0,8 MM con menores precios para ambos productos, mientras que los volúmenes comprados de FAME y de bioetanol se incrementaron en un 6,8% y 30,1%, respectivamente;
- Menores importaciones de gas oil, naftas y jet fuel por un valor neto de Ps 4,4 MM, como consecuencia de menores volúmenes adquiridos y de menores precios internacionales;
- Adicionalmente, impacta negativamente en la comparación del costo de ventas del presente período con respecto al año anterior el menor monto indemnizatorio por Ps 1,5 MM relacionado al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013. En cuanto al siniestro que afectó las instalaciones de nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero en Mendoza, en marzo de 2014, durante el año 2015 se devengó un monto indemnizatorio de Ps 1,2 MM. De este importe, Ps 0,8 MM fueron registrados como un menor costo por compras y Ps 0,4 MM como otros resultados operativos.

Los gastos de comercialización en el año 2015 ascendieron a Ps 11,1 MM, presentando un incremento del 9,7%, motivado fundamentalmente 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, e incrementos en los gastos de personal, compensados parcialmente por menores retenciones a las exportaciones, debido principalmente a los menores volúmenes exportados, a la caída en los precios de los mismos y, a la reducción de alícuotas dispuestas en 2015, como así también por menores cargos vinculados a recuperos de provisiones por incobrabilidades en el segmento de distribuidoras de gas natural.

Los gastos de administración correspondientes al año 2015 ascendieron a Ps 5,6 MM, presentando un aumento del 23,3% frente a los registrados durante el año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios informáticos.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 2,5 MM en el año 2015. La principal variación respecto a los gastos de exploración de 2014, los cuales ascendieron a Ps 2,0 MM, tiene origen en la mayor actividad exploratoria desarrollada, destacándose que la inversión exploratoria total en 2015 fue superior en un 22% a la de la gestión 2014, habiendo esto ocasionado los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas de 2015 en comparación al año 2014 por un monto diferencial de



Ps 0,2 MM. Adicionalmente, se realizaron mayores erogaciones por gastos de estudios geológicos y geofísicos, con un incremento de Ps 0,3 MM, principalmente por estudios de relevamiento sísmico en las áreas Chachahuén y Zampal Norte, en la provincia de Mendoza.

Durante el ejercicio 2015, al momento de la realización de la evaluación del deterioro del valor de los Bienes de Uso y Activos Intangibles, la Sociedad ha reconocido una pérdida de valor en los activos por Ps 2,5 MM, que ha sido registrada en el rubro Otros resultados operativos, netos. Dichos resultados, han impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo, dentro del segmento de Upstream por un valor de Ps 2,4 MM, motivados principalmente por una reducción en los precios de petróleo en el mercado interno para el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo; y los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos, por un valor de Ps 174 millones, debido a la reducción en los precios internacionales del crudo.

También, dentro de los otros resultados operativos, netos, en el año 2015 nuestra compañía controlada MetroGAS S.A. devengó ingresos adicionales por Ps 0,7 MM correspondientes a la Asistencia económica transitoria dispuesta por la Resolución N° 263/2015 de la Secretaría de Energía de la Nación. Asimismo, en el cuarto trimestre de 2015, se registró un incremento de la provisión para juicios y contingencias de aproximadamente Ps 0,7 MM en relación con el dictado de una sentencia que hizo lugar a la demanda promovida por la Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993-1997, alegando sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante ese período. En el cuarto trimestre de 2015 se registró también una disminución de la provisión para obligaciones por abandono y desmantelamiento de pozos por aproximadamente Ps 0,5 MM, principalmente a partir del nuevo acuerdo al que se arribó con el socio en el área de Magallanes. Por último, cabe destacar que el ejercicio 2014 incluye una provisión de aproximadamente Ps 1,2 MM, registrada por la sociedad Maxus Energy Corporation, subsidiaria de YPF Holdings, vinculada a reclamos de terceros basados en supuestas antiguas responsabilidades contractuales.

En el año 2015, la utilidad operativa alcanzó los Ps 16,6 MM, un 16,0% inferior respecto al año 2014. Por su parte, el EBITDA para los 12 meses del año 2015 registró Ps 47,6 MM, siendo un 14,8% más que el EBITDA 2014.

Los resultados financieros correspondientes al año 2015 fueron positivos en Ps 12,2 MM, en comparación con los Ps 1,8 MM correspondientes al año 2014. En este orden, se registró una mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la mayor depreciación del peso observada durante el año 2015 respecto del 2014. A su vez, se registraron mayores intereses negativos producto de un mayor devengamiento de intereses correspondientes a la mayor deuda financiera.

El cargo por impuesto a las ganancias en el año 2015 alcanzó los Ps 24,6 MM, en comparación con el cargo de Ps 13,2 MM correspondientes al año 2014. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el mayor impuesto diferido, debido a que la mayor devaluación del presente período resultó en un pasivo diferido sustancialmente mayor que el del año anterior. Adicionalmente no se registra cargo por impuesto corriente en el presente período, debido a que el impacto fiscal de la devaluación,



fundamentalmente sobre nuestros pasivos monetarios netos en dólares, determinó un quebranto impositivo.

La utilidad neta del año 2015 alcanzó los Ps 4,6 MM, siendo un 49,1% inferior al año 2014.

Durante el año 2015 las inversiones totales en bienes de uso tuvieron un incremento del 3,9% alcanzando los Ps 61,2 MM. Cabe destacar que las inversiones del año 2014 incluyen las inversiones correspondientes a la adquisición de YSUR, neta de la cesión de activos a Pluspetrol, y las compras de participaciones adicionales en Bajada de Añelo, La Amarga Chica y las UTE Puesto Hernández, Lajas y la Ventana. De este modo las mayores inversiones, neta de adquisiciones, refieren a la mayor actividad de explotación en Upstream y el avance de proyectos referentes al segmento Downstream.

En el año 2015, la incorporación de reservas de hidrocarburos alcanzó los 225 Mbpe, de los cuales 114 Mbbl corresponden a líquidos y 111 Mbpe a gas natural. De esta manera, las reservas probadas han aumentado un 1,2%, de 1.212 Mbpe a 1.226 Mbpe. Se destaca que la tasa de reemplazo de reservas alcanzó un 107%, mientras que la específica de gas fue del 111% y la de líquidos de 104%.

Durante el año 2015 se emitieron obligaciones negociables en el mercado de capitales local por un monto total equivalente en pesos de aproximadamente Ps 9,6 MM y en el mercado internacional por USD 2,1 MM, extendiendo los plazos de endeudamiento promedio de la compañía en torno a los 4 años y medio. Por su parte, cabe resaltar que al 31 de diciembre el componente de deuda denominado en pesos fue de un 27%, estando el remanente denominado en dólares.

2.2 CUARTO TRIMESTRE 2015

Los ingresos ordinarios correspondientes al cuarto trimestre de 2015 fueron de Ps 40,9 MM, lo que representa un aumento del 8,5% en comparación con el mismo período de 2014. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de naftas aumentaron Ps 1,2 MM gracias a un incremento del 9,5% en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes totales despachados del 4,8%, destacándose un aumento del 22,2% en los volúmenes vendidos de nafta Infinia.
- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 0,6 MM debido a la combinación de un incremento del 6,2% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a una disminución en los volúmenes comercializados totales del 1,2%, destacándose sin embargo un incremento del 18,2% en los volúmenes vendidos de Eurodiesel (gas oil Premium).
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 1,1 MM como consecuencia de un incremento en el precio de venta promedio del 27,0% en pesos, y considerando a su vez una disminución en el volumen comercializado del 3,4%.
- Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en Ps 0,2 MM debido a un incremento del 16,2% en el precio de venta compensando así una leve disminución de los volúmenes comercializados del 2,2%.
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado local, se registraron menores ingresos por Ps 0,2 MM, debido a una baja del 20,2% en los volúmenes comercializados a similares precios de venta.

- Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado una disminución de Ps 0,8 MM (-22,0%) debido fundamentalmente a la baja en los precios internacionales de los mismos.
- Durante el cuarto trimestre 2015 se devengaron Ps 0,8 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo.

El costo de ventas en el cuarto trimestre de 2015 fue de Ps 32,8 MM, un 10,4% superior al del cuarto trimestre de 2014. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

a) Otros costos de producción:

- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) por aproximadamente Ps 1,7 MM, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 28,2%;
- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente Ps 1,3 MM debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,2 MM, teniendo en cuenta principalmente un aumento del indicador unitario, medido en pesos, de un 22,1%;
- Mayores regalías por Ps 0,3 MM. De este incremento neto, Ps 81 millones corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 176 millones a mayores regalías sobre la producción de gas natural.

b) Compras

- Disminución neta de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 87 millones, debido a una reducción de los volúmenes adquiridos del 8,0% y a un aumento en el precio de compra a terceros medido en pesos del 5,5%.
- Menores importaciones de naftas y gas oil por un valor neto de Ps 0,6 MM, habiéndose importado menores volúmenes y a menores precios.
- Adicionalmente impacta negativamente en la comparación del costo de ventas del presente período, el monto indemnizatorio que se había devengado en el cuarto trimestre de 2014, vinculado al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013, por Ps 0,4 MM. En cuanto al siniestro que afectó las instalaciones de nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero en Mendoza en marzo de 2014, en el presente trimestre se devengó un monto indemnizatorio de Ps 0,6 millones; de este importe, Ps 0,4 MM fueron registrados como un menor costo por compras y Ps 0,2 MM como otros resultados operativos.

Los gastos de comercialización en el cuarto trimestre de 2015 ascendieron a Ps 3,0 MM, presentando un incremento del 7,3%. Los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, así como los incrementos en los gastos de personal y en los cargos por depreciaciones de bienes de uso fueron



parcialmente compensados por menores retenciones a las exportaciones, debido principalmente a la caída en los precios internacionales de los productos exportados.

Los gastos de administración correspondientes al cuarto trimestre de 2015 ascendieron a Ps 1,7 MM, presentando un aumento del 22,3% frente a los registrados durante el mismo período del año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a mayores costos en contrataciones de servicios informáticos.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,7 MM, siendo inferiores a los registrados en el cuarto trimestre de 2014 en un 11,3%. Por una parte, se realizaron mayores erogaciones por gastos de estudios geológicos y geofísicos, con un incremento de Ps 0,2 MM, principalmente por estudios de relevamiento sísmico en áreas como Chachahuén y Zampal Norte, en la provincia de Mendoza. A su vez, se registraron menores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre de 2015 versus similar período del año 2014 por un monto diferencial de Ps 0,3 MM.

Como se mencionó previamente, al momento de la realización de la evaluación del deterioro del valor de los Bienes de Uso y Activos Intangibles, durante el cuarto trimestre 2015 la compañía ha reconocido una pérdida de valor en los activos de Ps 2,5 millones, que ha sido registrada en el rubro Otros resultados operativos, netos. Dichos resultados, han impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo, dentro del segmento de Upstream por un valor de Ps 2,4 MM, motivados principalmente por una reducción en los precios de petróleo en el mercado interno para el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo; y los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos, por un valor de Ps 174 millones, debido a la reducción en los precios internacionales del crudo.

También, dentro de los otros resultados operativos, netos, nuestra compañía controlada MetroGAS S.A. devengó un ingreso de Ps 149 millones en el presente trimestre, correspondientes a la Asistencia económica transitoria dispuesta por la Resolución N° 263/2015 de la Secretaría de Energía. Asimismo, en el cuarto trimestre de 2015, se registró un incremento de la provisión para juicios y contingencias de aproximadamente Ps 0,7 MM en relación con el dictado de una sentencia que hizo lugar a la demanda promovida por la Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993-1997, alegando sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante ese período. En el cuarto trimestre de 2015 se registró también una disminución de la provisión para obligaciones por abandono y desmantelamiento de pozos por aproximadamente Ps 0,5 MM, principalmente a partir del nuevo acuerdo al que se arribó con el socio en el área de Magallanes. El cuarto trimestre de 2014 incluyó una provisión de aproximadamente Ps 1,2 MM, registrada por la sociedad Maxus Energy Corporation, subsidiaria de YPF Holdings, vinculada a reclamos de terceros basados en supuestas antiguas responsabilidades contractuales.

De este modo, la utilidad operativa del 4T 2015 alcanzó los Ps 0,9 MM, siendo inferior en 33,3% a los Ps 1,4 MM registrados en mismo periodo 2014. Por su parte, el EBITDA del último trimestre del año totalizo Ps 11,6 MM, un aumento del 37,4% respecto al 4T 2014.



Los resultados financieros correspondientes al cuarto trimestre del año 2015 fueron positivos en Ps 14,2 MM, en comparación con los Ps 1,7 MM negativos correspondientes al mismo período del año 2014. En este orden, se registró una mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la mayor depreciación del peso observada durante el último trimestre del año 2015 respecto al mismo período de 2014. A su vez se registraron mayores intereses negativos producto de un mayor devengamiento de intereses correspondientes a la mayor deuda financiera.

El cargo por impuesto a las ganancias en el cuarto trimestre del año 2015 alcanzó los Ps 17,2 MM, en comparación con el cargo positivo de Ps 1,1 MM correspondientes al cuarto trimestre del año 2014. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el mayor cargo por impuesto diferido por Ps 23,1 MM, debido a que el pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso generado en el cuarto trimestre de 2015 fue sustancialmente mayor al de igual período de 2014, teniendo en cuenta la moneda en que se valúan los activos y pasivos no monetarios de la compañía y la mayor devaluación registrada en el presente período de 2015, compensado parcialmente por una reversión del impuesto corriente estimado previo a la devaluación por Ps 4,8 MM.

La utilidad neta del período fue negativa en Ps 1,7 MM, siendo un 222,6% inferior a la del mismo período del año 2014.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los Ps 18,3 MM siendo superiores en un 2,0% a las realizadas en el último trimestre de 2014, pese a una leve disminución de la actividad de explotación durante el trimestre, principalmente durante el mes de diciembre por una parada temporal de ciertos equipos de perforación y una menor actividad de workovers.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

3.1 UPSTREAM

4T 2014	3T 2015	4T 2015	Var.% 4T 15 / 4T 14	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2014	Ene-Dic 2015	Var.% 2015 / 2014
1.572	2.171	570	-63,7%	Utilidad operativa (Ps M)	12.353	7.535	-39,0%
19.736	20.491	21.664	9,8%	Ventas netas (Ps M)	70.697	80.287	13,6%
249,8	249,3	252,4	1,0%	Producción crudo (Kbbld)	244,6	249,7	2,1%
58,1	43,7	53,9	-7,3%	Producción NGL (Kbbld)	48,7	49,2	0,9%
43,7	44,4	43,8	0,3%	Producción gas (Mm3d)	42,4	44,2	4,1%
582,8	571,9	581,9	-0,2%	Producción total (Kbped)	560,1	576,7	3,0%
804	1.182	713	-11,3%	Gastos de exploración (Ps M)	2.034	2.473	21,6%
14.138	12.292	14.477	2,4%	Inversiones (*) (Ps M)	49.081	49.879	1,6%
5.516	6.023	6.631	20,2%	Amortizaciones (Ps M)	17.180	23.075	34,3%
Precios de Realización							
76,4	68,9	63,5	-16,9%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	73,7	67,6	-8,3%
4,4	4,6	4,5	2,8%	Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	4,3	4,6	6,6%

(*) 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 7,4 MM.

3.1.1 RESULTADOS ACUMULADOS

La utilidad operativa del Upstream del año 2015 totalizó Ps 7,5 MM, un 39,0% inferior a la utilidad operativa del año 2014.

Durante el año 2015, las ventas del segmento crecieron un 13,6% en relación al ejercicio 2014. Este incremento se produce gracias a los siguientes factores:

- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 4,6 MM (+26,6%) debido a un incremento en los volúmenes comercializados y una mejora en el precio promedio de venta en pesos de 22,4%.
- Las ventas de petróleo crudo se incrementaron en Ps 2,4 MM (+4,4%) debido mayores volúmenes transferidos al Downstream del 1,7%, mientras que los volúmenes vendidos a terceros disminuyeron

en 26,2%. Por su parte en el año 2015 el precio intersegmento medido en pesos se incrementó un 4,5%.

- En el ejercicio 2015 se devengaron Ps 2,0 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo.

Con respecto al siniestro que afectó las instalaciones de nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero en Mendoza, en marzo de 2014, en el presente periodo se devengó un monto indemnizatorio de Ps 1,2 MM, del cual Ps 0,8 MM se registraron como mayores ingresos ordinarios de este segmento y Ps 0,4 MM como otros resultados operativos.

En el último trimestre de 2015, al momento de la realización de la evaluación del deterioro del valor de los Bienes de Uso y Activos Intangibles, la Sociedad ha reconocido una pérdida de valor en los activos Ps 2,5 MM, que ha sido registrada en el rubro Otros resultados operativos, netos. Dichos resultados, han impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo, dentro de este segmento de Exploración y Producción por un valor de Ps 2,4 MM, motivados principalmente por una reducción en los precios de petróleo en el mercado interno para el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo; y los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos, por un valor de Ps 174 millones, debido a la reducción en los precios internacionales del crudo.

El precio de realización promedio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el año 2015 disminuyó un 8,3% hasta los 67,6 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio de realización promedio fue de 4,6 USD/Mmbtu, un 6,6% superior al del 2014.

La producción total de hidrocarburos del año 2015 fue un 3,0% superior a la del año 2014, alcanzado los 576,7 Kbbpd, la producción de crudo alcanzó 249,7 Kbbld, un 2,1% superior a la del año anterior, la producción de gas se incrementó un 4,1%, totalizando 44,2 Mm3d, mientras que la producción de NGL registro un aumento de 0,9% totalizando 49,2 Kbbld.

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 4,3 Mm3d, lo que significa un aumento de 22% respecto del promedio diario del año 2014.

Durante el año 2015 se perforaron un total de 934 pozos (YPF operado + YSUR), de los cuales 250 corresponden a pozos con objetivos a formaciones no convencionales: 155 en Loma Campana, 26 en Segmento V de Loma La Lata (Lajas), 51 en Rincón del Mangrullo y 18 en El Orejano. Al cierre del año 2015 el total de equipos de perforación era de 72 aunque 14 permanecían en stand-by.

Los costos total de producción en el año 2015 aumentaron un 21,9% alcanzando los Ps 68,4 MM principalmente por: (i) el incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 6,0 MM debido a la mayor actividad del periodo previamente mencionada y al aumento del costo unitario, (ii) las mayores amortizaciones de Ps 5,9 MM como consecuencia del incremento en inversiones y el incremento del valor de los activos en pesos, y, (iii) las mayores regalías por Ps 1,5 MM, de los cuales Ps 0,7 MM corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 0,8 MM a mayores regalías sobre la producción de gas natural.



Los gastos de exploración ascendieron a Ps 2,5 MM en el año 2015. La principal variación respecto a los gastos de exploración de 2014, los cuales ascendieron a Ps 2,0 MM, tiene origen en la mayor actividad exploratoria desarrollada, destacándose que la inversión exploratoria total en 2015 fue superior en un 22% a la de la gestión 2014, habiendo esto ocasionado los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas de 2015 en comparación al año 2014 por un monto diferencial de Ps 0,2 MM. Adicionalmente, se realizaron mayores erogaciones por gastos de estudios geológicos y geofísicos, con un incremento de Ps 0,3 MM, principalmente por estudios de relevamiento sísmico en las áreas Chachahuén y Zampal Norte, en la provincia de Mendoza.

Se destaca que durante el 2015 en comparación con el año 2014, los costos operativos erogables unitarios en dólares se incrementaron un 3,6%, de 23,5 USD/bpe en año 2014 a 24,3 USD/bpe en 2015 (incluyendo tributos por 7.2 USD/bpe y 6.8 USD/bpe respectivamente). Por su parte, el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 15,0 USD/bpe, un 7,9% superior a los 13,9 USD/bpe del año 2014.

Reservas

En el año 2015, la incorporación de reservas de hidrocarburos alcanzó los 225 Mbpe, de los cuales 114 Mbbl corresponden a líquidos y 111 Mbpe (17.705 Mm³) a gas natural. De esta manera, las reservas comprobadas han aumentado un 1,2% respecto del 2014, de 1.212 Mbpe a 1.226 Mbpe.

Es así como la tasa de reemplazo de reservas alcanzó un 107%, mientras que el mismo indicador para el gas fue 110% y de 104% para los líquidos.

En la Cuenca Neuquina se destacan las incorporaciones de reservas comprobadas en reservorios Tight Gas como es el caso del desarrollo de la Formación Lajas en Aguada Toledo - Sierra Barrosa y en Estación Fernández Oro, y el desarrollo de la Formación Mulichinco en Rincón del Mangrullo. En lo que hace al desarrollo del shale oil y shale gas de la Formación Vaca Muerta, se destaca la incorporación de reservas por la sostenida actividad en Loma Campana y El Orejano, respectivamente. Con respecto a los reservorios convencionales se resalta la incorporación de reservas en los yacimientos de las Cuencas del Golfo San Jorge y Neuquina debido a la gran actividad y los buenos resultados en los proyectos de desarrollo de petróleo y gas, así como a la continua extensión de los proyectos de recuperación secundaria.

Por otro lado, cabe señalar que durante el ejercicio 2015 se produjeron disminuciones de reservas netas en reservorios no convencionales a partir de la reducción del porcentaje de participación de YPF por la opción de Dow Chemical para incorporarse definitivamente como socio en el área El Orejano y de la misma manera, la modificación del contrato con Petrolera Pampa en el yacimiento Rincón del Mangrullo.



3.1.2 CUARTO TRIMESTRE 2015

La utilidad operativa del Upstream para el cuarto trimestre 2015 totalizó Ps 0,6 MM, un 63,7% inferior a la del 4T 2014.

En el cuarto trimestre de 2015, las ventas del segmento crecieron un 9,8% en relación al mismo periodo de 2014. Este incremento se produce gracias a los siguientes factores:

- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 1,1 MM (+22,7%) debido a un incremento del precio promedio de venta a terceros medido en pesos del 27,0%, compensando así una caída en los volúmenes comercializados del 3,4%.
- Las ventas de petróleo crudo se incrementaron en Ps 0,6 MM (+3,9%) debido a un aumento en el volumen transferido al Downstream del 4,1%, mientras que los volúmenes vendidos a terceros se mantuvieron estables. Por su parte el precio intersegmento medido en pesos no presentó modificaciones respecto al mismo trimestre del año anterior.
- En el presente trimestre se devengaron Ps 0,8 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo.

Con respecto al siniestro que afectó las instalaciones de nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero en Mendoza, en marzo de 2014, en el presente trimestre se devengó un monto indemnizatorio de Ps 0,6 MM, del cual Ps 0,4 MM se registraron como mayores ingresos ordinarios de este segmento y Ps 0,2 MM como otros resultados operativos.

En el último trimestre de 2015, al momento de la realización de la evaluación del deterioro del valor de los Bienes de Uso y Activos Intangibles, la Sociedad ha reconocido una pérdida de valor en los activos Ps 2,5 MM, que ha sido registrada en el rubro Otros resultados operativos, netos. Dichos resultados, han impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo, dentro de este segmento de Exploración y Producción por un valor de Ps 2,4 MM, motivados principalmente por una reducción en los precios de petróleo en el mercado interno para el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo; y los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos, por un valor de Ps 174 millones, debido a la reducción en los precios internacionales del crudo.

También dentro de los otros resultados operativos netos de este segmento, correspondientes al cuarto trimestre de 2015 se registró una disminución de la provisión para obligaciones por abandono y desmantelamiento de pozos por aproximadamente Ps 0,5 MM, principalmente a partir del nuevo acuerdo al que se arribó con el socio en el área de Magallanes.

El precio de realización promedio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el último trimestre del año 2015 disminuyó un 16,9% hasta los 63,5 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio de realización promedio fue de 4,5 USD/Mmbtu, un 2,8% superior al del cuarto trimestre de 2014.

En el cuarto trimestre de 2015 la producción total de hidrocarburos alcanzó los 581,9 Kbped, manteniéndose en similar nivela a la del mismo trimestre de 2014; la producción de crudo fue 252,4 Kbbl/d



(+1,0%), la producción de gas natural fue 43,8 Mm3d (+0,3%) y la producción de NGL fue 53,9 Kbbld (-7,3%).

Durante el cuarto trimestre de 2015, en las áreas no convencionales se han producido un total de 50,6 Kbbped de hidrocarburos, compuestos por 24,0 Kbbld de crudo, 12,2 Kbbld de NGL y 2,3 Mm3d de gas natural, de los cuales YPF consolida aproximadamente el 50%. En cuanto a la actividad de desarrollo, se han puesto en producción 42 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total, al cierre de 2015, de aproximadamente 424 pozos, contando con un total de 17 equipos activos de perforación y 8 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 2015, se perforaron y pusieron en producción 7 pozos y la producción promedio de gas natural fue de 4,2 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 1,3 Mm3d neta para YPF.

Los costos totales de producción en el cuarto trimestre de 2015 aumentaron un 9,5% alcanzando los Ps 18,6 MM principalmente por: (i) el incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 1,7 MM debido a la mayor actividad del periodo previamente mencionada y al aumento del costo unitario, (ii) las mayores amortizaciones de Ps 1,1 MM como consecuencia del incremento en inversiones y el incremento del valor de los activos en pesos, y, (iii) las mayores regalías por Ps 0,3 MM. De este incremento neto, Ps 81 millones corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 176 millones a mayores regalías sobre la producción de gas natural.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,7 MM, siendo inferiores a los registrados en el cuarto trimestre de 2014 en un 11,3%. Por una parte, se realizaron mayores erogaciones por gastos de estudios geológicos y geofísicos, con un incremento de Ps 0,2 MM, principalmente por estudios de relevamiento sísmico en áreas como Chachahuén y Zampal Norte, en la provincia de Mendoza. A su vez, se registraron menores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre de 2015 versus similar período del año 2014 por un monto diferencial de Ps 0,3 MM.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al cuarto trimestre de 2014, los costos erogables unitarios en dólares fueron inferiores en un 1,5%, de 24,6 USD/bpe en el 4T 2014 a 24,2 USD/bpe en el 4T 2015 (incluyendo tributos por 7,7 USD/bpe y 6,6 USD/bpe respectivamente). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 15,0 USD/bpe, un 3,4% superior a los 14,5 USD/Bpe del 4T 2014.

Inversiones

Las inversiones acumuladas del Upstream del año 2015 ascendieron a Ps 49,9 MM, siendo un 1,6% superior a las del año 2014. Cabe destacar que las inversiones del año 2014 consideran las inversiones correspondientes a la adquisición de YSUR, neta de la cesión de activos a Pluspetrol, y las compras de participaciones adicionales en Bajada de Añelo, La Amarga Chica y las UTE Puesto Hernández, Lajas y la Ventana.

Las inversiones en Upstream en el 4T 2015 alcanzaron los Ps 14,5 MM siendo superiores en un 2,4% a las realizadas en el último trimestre de 2014, pese a una leve disminución de la actividad de explotación durante el trimestre, principalmente durante el mes de diciembre por una parada temporal de ciertos equipos de perforación y una menor actividad de workovers.

En la cuenca Neuquina la actividad del cuarto trimestre de 2015 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Aguada Toledo - Sierra Barrosa (Lajas), Rincón del Mangrullo, El Orejano, inicio de actividad en La Amarga Chica, Loma La Lata (Sierras Blancas) y Chachahuen. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques La Ventana y Vizcacheras, mientras que en el Golfo San Jorge, la mayor actividad estuvo centrada en Cañadón de la Escondida y Cañadón León-Meseta Espinosa, dentro de la provincia de Santa Cruz y Manantiales Behr y El Trébol - Escalante en la provincia de Chubut.

En lo que concierne a la actividad exploratoria, el cuarto trimestre del 2015 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Cuyana. En la Cuenca Cuyana, la actividad se focalizó en la perforación en el bloque Barrancas. En la Cuenca Neuquina se registró actividad exploratoria a objetivos convencionales y no convencionales. La actividad exploratoria convencional se enfocó en los bloques Payún Oeste, Octogono, Los Caldenes, Las Tacanas, Chasquivil, Cajón de los Caballos y Chachahuen. La actividad exploratoria no convencional estuvo asociada a los bloques, Cerro Arena, Pampa las Yeguas I, Narambuena, Las Tacanas, Salinas del Huitrin, y Rincon del Mangrullo. En la Cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en la evaluación de objetivos profundos en el flanco oeste en los bloques Los Perales y Cañadón de la Escondida – Las Heras y en el flanco norte en el bloque Manantiales Behr.

Durante el cuarto trimestre del año se han finalizado 9 pozos exploratorios.

3.2 DOWNSTREAM

4T 2014	3T 2015	4T 2015	Var.% 4T15 / 4T14	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2014	Ene-Dic 2015	Var.% 2015 / 2014
1.740	3.522	-435	-125,0%	Utilidad operativa (Ps M)	10.978	8.446	-23,1%
35.347	36.679	36.665	3,7%	Ventas netas (Ps M)	133.743	140.497	5,0%
4.190	4.308	4.218	0,7%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	16.634	17.029	2,4%
428	314	382	-10,7%	Exportación productos refinados (Km3)	1.541	1.461	-5,2%
216	218	193	-10,6%	Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	849	815	-4,0%
54	87	59	9,3%	Exportación de productos químicos (Ktn)	254	301	18,5%
296	297	294	-0,5%	Crudo procesado (Kbped)	290	299	2,9%
93%	93%	92%	-0,5%	Utilización de las refinerías (%)	91%	94%	3,1%
3.248	2.813	3.086	-5,0%	Inversiones (Ps M)	8.392	9.343	11,3%
675	778	919	36,1%	Amortizaciones (Ps M)	2.445	3.168	29,6%
778	764	722	-7,2%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	761	747	-1,8%
814	774	728	-10,6%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	799	754	-5,7%

(*) 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 2015 ascendió a Ps 8,4 MM, un 23,1% inferior a la del año 2014.

Las ventas netas crecieron un 5,0% en relación al año 2014, destacándose:

- Las ventas de naftas aumentaron Ps 4,8 MM gracias a un incremento del 14,1% en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes totales despachados del 3,6%, destacándose un aumento del 25,6% en los volúmenes vendidos de nafta Infinia.
- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 3,5 MM debido a un incremento del 11,0% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a similares volúmenes totales despachados, aunque cabe destacar un incremento del 24,6% en los volúmenes vendidos de Eurodiesel (gas oil Premium).

- Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en Ps 2,0 MM debido a un incremento del 22,9% en los volúmenes comercializados y a mejores precios de venta;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos, se registraron menores ingresos por Ps 0,6 MM, debido a los menores precios en pesos, fundamentalmente por la baja del precio de los productos atados al Brent, como también a la disminución del 8,6% en los volúmenes comercializados.
- Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado una disminución de Ps 3,1 MM (-20,3%) debido fundamentalmente a la baja en los precios internacionales de los mismos, no obstante se destacan las exportaciones de harinas, granos y aceites las cuales se incrementaron un 18,6%, totalizando Ps 3,6 MM.

En el año 2015 los costos se incrementaron un 7,6% (+Ps 9,3 MM) en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan:

- Mayores costos en la compra de petróleo crudo con un aumento neto de Ps 4,4 MM como consecuencia de mayores volúmenes de crudo transferidos desde el segmento del Upstream, como también por mayores volúmenes comprados a terceros, ambos a mayores precios medidos en pesos.
- Menores importaciones de gas oil, naftas y jet fuel por un valor neto de Ps 4,4 MM, como consecuencia de menores volúmenes adquiridos y de menores precios internacionales.
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 0,8 MM con menores precios para ambos productos, mientras que los volúmenes comprados de FAME y de bioetanol se incrementaron en un 6,8% y 30,1%, respectivamente
- Mayores depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente Ps 0,7 MM.
- En relación a los costos de producción, se observa durante el año 2015 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,9 MM, los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de costos de la economía y los incrementos salariales. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo el mayor nivel de procesamiento de las refinerías, el costo unitario de refinación aumentó aproximadamente un 17,7% en comparación con el año 2014.
- En los otros resultados operativos netos de este segmento, correspondientes al cuarto trimestre de 2015, se registró un incremento de la provisión para juicios y contingencias de aproximadamente Ps 0,7 MM en relación con el dictado de una sentencia que hizo lugar a la demanda promovida por la Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993-1997, alegando sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante ese período.

Durante el año 2015 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 299 mil barriles diarios de petróleo, situándose aproximadamente en un 2,9% por encima del nivel observado en el año anterior, con una mayor producción de Gas Oil en un 1%, de Naftas en un 8% y de Fuel Oil en un 10%.

3.2.2 CUARTO TRIMESTRE 2015

El segmento del Downstream en el cuarto trimestre de este año registró una pérdida operativa de Ps 0,4 MM, en comparación a los Ps 1,7 MM alcanzados en el 4T 2014.

Las ventas netas crecieron un 3,7% en relación al cuarto trimestre del año 2014, destacándose:

- Las ventas de naftas aumentaron Ps 1,2 MM gracias a un incremento del 9,5% en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes totales despachados del 4,8%, destacándose un aumento del 22,2% en los volúmenes vendidos de nafta Infinia.
- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 0,6 MM debido a la combinación de un incremento del 6,2% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a una disminución en los volúmenes comercializados totales del 1,2%, destacándose sin embargo un incremento del 18,2% en los volúmenes vendidos de Eurodiesel (gas oil Premium).
- Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en Ps 0,2 MM debido a un incremento del 16,2% en el precio de venta compensando así una leve disminución de los volúmenes comercializados del 2,2%.
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado local, se registraron menores ingresos por Ps 0,2 MM, debido a una baja del 20,2% en los volúmenes comercializados a similares precios de venta.
- Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado una disminución de Ps 0,8 MM (-22,0%) debido fundamentalmente a la baja en los precios internacionales de los mismos.

En el cuarto trimestre de 2015 los costos se incrementaron un 10,4% (+Ps 3,5 MM) en relación al mismo período del año anterior. Se destacan:

- Mayores costos en la compra de petróleo crudo con un aumento neto de Ps 0,5 MM. En este orden se registraron mayores volúmenes transferidos desde el segmento del Upstream, y menores volúmenes de crudo comprados a terceros. Por su parte, el precio promedio de compra al segmento del Upstream medido en pesos, se mantuvo sin modificaciones, mientras que el precio de compra a terceros se incrementó aproximadamente en un 5,5%. Esto último se debe a que en el cuarto trimestre 2014 se habían efectuado compras de crudo Escalante (pesado, de menor valor) que no se repitieron en el cuarto trimestre de 2015.
- Menores importaciones de naftas y gas oil por un valor neto de Ps 0,6 MM, habiéndose importado menores volúmenes y a menores precios.
- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente Ps 0,2 MM, lo cual es motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior, a partir de las mayores inversiones realizadas durante 2014 y 2015, como así también debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la compañía.
- Con respecto a la valuación de las existencias de crudo y productos de este segmento de negocios, cabe mencionar que en el cuarto trimestre del 2015 se registró una desvalorización de los mismos por aproximadamente Ps 1,6 MM, debido a la reducción de los precios de petróleo crudo luego de la devaluación ocurrida en el mes de diciembre 2015, a partir de la negociación

entre productores y refinadores, lo cual impactó significativamente en los resultados de este segmento, pero no así en los resultados a nivel compañía.

- En relación a los costos de producción, se observa durante el cuarto trimestre de 2015 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,2 MM, los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de costos de la economía, los incrementos salariales y mayores cargos por reparación y mantenimiento de nuestras refinerías. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue levemente menor, el costo de refinación aumentó en el cuarto trimestre de 2015 en aproximadamente un 22,1% en comparación con el mismo trimestre del año 2014.
- En los otros resultados operativos netos de este segmento, correspondientes al cuarto trimestre de 2015, se registró un incremento de la provisión para juicios y contingencias de aproximadamente Ps 0,7 MM en relación con el dictado de una sentencia que hizo lugar a la demanda promovida por la Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993-1997, alegando sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante ese período.

Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013, en el cuarto trimestre de 2014 se devengó un monto indemnizatorio de Ps 0,4 MM, el cual fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 294 Kbbl, un 0,5% inferior al del cuarto trimestre del 2014, debido principalmente a la parada programada de una unidad de cracking catalítico en nuestra Refinería La Plata.

La variación de la utilidad operativa explicada en párrafos anteriores, incluye la participación indirecta en la compañía Metrogas, la cual reportó una ganancia operativa de Ps 194 millones para el 4T 2015 y una pérdida de Ps 203 millones para el 4T 2014, destacándose en el trimestre el devengamiento de un ingreso por Ps 149 millones correspondientes a la asistencia económica transitoria dispuesta por la Resolución N°263/2015 de la Secretaría Energía.

Inversiones

Las inversiones acumuladas del Downstream del año 2015 ascendieron a Ps 9,3 MM, siendo un 11,3% superior a las del año 2014.

Las inversiones del Downstream del trimestre alcanzaron Ps 3,1 MM, un 5,0% inferiores al mismo período del año 2014. En el ejercicio, se destacó el avance en la obra de construcción del nuevo Coque que alcanzó un avance físico general equivalente al 94,1% y se estima entrará en producción en 2016. Asimismo se culminó la ejecución de las ingenierías básicas extendidas de los proyectos de Hidrogenación de Naftas de Coque en los Complejos de La Plata y Mendoza y el proyecto de Alquiler en La Plata y se avanzó en proyectos de mejora en instalaciones logísticas y desempeño en aspectos 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 2015 fue negativo en Ps 2,3 MM, mostrando una variación positiva de 30,3% frente a los Ps 3,3 MM negativos del ejercicio 2014. Esta variación se explica debido a que los resultados del segmento en el año 2014 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. Por otra parte, en 2015 se registraron mayores costos por incremento de salarios y cargas sociales y por los mayores cargos por honorarios por servicios contratados, principalmente servicios y licencias informáticas.

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 un importe positivo de Ps 2,9 MM en el año 2015 y de Ps -0,2 MM en 2014. Cabe destacar que el efecto positivo del cuarto trimestre 2015 se debe principalmente a la revalorización de los stocks del Downstream por aproximadamente Ps 1,6 MM, según se menciona anteriormente.

3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

En el año 2015 el resultado de las compañías no controladas (principalmente MEGA, Profertil y Refinor) fue Ps 0,3 MM, reflejando una variación negativa de Ps 0,2 MM en relación al resultado obtenido en el mismo periodo 2014. En cuanto al cuarto trimestre 2014 el resultado alcanzó Ps 0,3 MM siendo un 46,6% inferior a los Ps 0,5 MM del último trimestre 2014.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el año 2015, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 41,4 MM, un 10,3% inferior a la del mismo período del año anterior. Esta disminución de Ps 4,8 MM se produjo pese al crecimiento del EBITDA de aproximadamente Ps 6,1 MM, debido a un aumento en el capital de trabajo provocados por el mayor pago por impuesto a las ganancias y el devengamiento de ingresos pendientes de cobro, incluyendo el nuevo incentivo a la producción de crudo y el programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, la sociedad tuvo un aumento neto de fondos de Ps 18,7 MM durante el año 2015 y en comparación con el mismo período de 2014, generado principalmente por una mayor toma y refinanciación de vencimientos de deuda por Ps 20,4 MM y por un mayor pago de intereses por Ps 1,7 MM. En el presente ejercicio se destacan la emisión de nueve nuevas series de Obligaciones Negociables por un total de Ps 9,6 MM y USD 1,5 MM, y la ampliación de dos series internacionales ya existentes por un total de USD 0,6 MM. De este modo, la deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 8,1 MM, y la deuda neta los USD 7,0 MM, con una ratio Deuda neta/EBITDA⁽¹⁾ de 1,35x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos del año 2015 fue de 24,59%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,55%.

Esta mayor generación de caja de financiación fue destinada al flujo de efectivo de las actividades de inversión, el cual alcanzó un total de Ps 63,9 MM durante el presente ejercicio, siendo un 19,6% superior al del año anterior. Este incremento radica fundamentalmente en un incremento del 26,6% en las inversiones en activos fijos e intangibles, compensados parcialmente con menores adquisiciones y menores cobranzas por el siniestro de la Refinería La Plata en lo referido al daño material.

La generación de recursos previamente explicada, deviene en una adecuada situación de liquidez al cierre del año 2015, con un total de Ps 15,4 MM de pesos en efectivo y equivalentes al mismo

A continuación se detallan las emisiones de Obligaciones Negociables de YPF realizadas durante el cuarto trimestre de 2015:

ON	Monto	Tasa de interés	Vencimiento
Clase XXVI (*)	USD 100 M	8,875%	60 meses
Clase XLII (*)	Ps 715,6 M	BADLAR + 4,00%	60 meses
Clase XLIII	Ps 2.000 M	BADLAR + 0%	96 meses
Clase XLIV	Ps 1.400 M	BADLAR + 4,75%	36 meses

(*) Adicionales

(1) Deuda Neta: 6.956 MUSD / EBITDA 2015: 5.171 MUSD = 1.35x

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 4° TRIMESTRE 2015

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

4T 2014	3T 2015	4T 2015	Var.% 4T15 / 4T14		Ene-Dic 2014	Ene-Dic 2015	Var.% 2015 / 2014
37.739	40.931	40.946	8,5%	Ingresos Ordinarios	141.942	156.136	10,0%
(29.684)	(30.670)	(32.781)	10,4%	Costos de Ventas	(104.492)	(119.537)	14,4%
8.055	10.261	8.165	1,4%	Utilidad bruta	37.450	36.599	-2,3%
(2.827)	(2.587)	(3.034)	7,3%	Gastos de comercialización	(10.114)	(11.099)	9,7%
(1.414)	(1.301)	(1.729)	22,3%	Gastos de administración	(4.530)	(5.586)	23,3%
(804)	(1.182)	(713)	-11,3%	Gastos de exploración	(2.034)	(2.473)	21,6%
(1.646)	440	(1.779)	8,1%	Otros resultados operativos, netos	(1.030)	(853)	-17,2%
1.364	5.631	910	-33,3%	Utilidad operativa	19.742	16.588	-16,0%
497	36	266	46,5%	Resultado de las inversiones en sociedades	558	318	-43,0%
(1.676)	(3.701)	14.166	-945,2%	Resultados financieros netos:	1.772	12.157	586,1%
185	4.966	15.342	8193,0%	Utilidad neta antes de imp. a las ganancias	22.072	29.063	31,7%
1.115	(3.082)	(17.207)	-1643,2%	Impuesto a las ganancias	(13.223)	(24.637)	86,3%
(83)	34	(170)		Utilidad neta atribuible al interes no controlante	(153)	(153)	
1.383	1.850	(1.695)	-222,6%	Utilidad neta del período (*)	9.002	4.579	-49,1%
3,52	4,72	(4,32)	-222,8%	Utilidad neta por acción básico y diluida (*)	22,95	11,68	-49,1%
1.117	3.206	35.529	3080,8%	Otros Resultados integrales	16.276	43.758	168,8%
2.417	5.090	33.664	1292,8%	Resultado integral total del período	25.125	48.184	91,8%
8.437	13.363	11.589	37,4%	EBITDA (**)	41.412	47.556	14,8%

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 + Deterioro de valor de bienes de uso y activos intangibles

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

	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2015</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	4.393	7.279
Bienes de uso	156.930	270.905
Inversiones en sociedades	3.177	4.372
Activos por impuesto diferido	244	954
Otros créditos y anticipos	1.691	2.501
Créditos por ventas	19	469
Total del activo no corriente	<u>166.454</u>	<u>286.480</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	13.001	19.258
Otros créditos y anticipos	7.170	19.413
Créditos por ventas	12.171	22.111
Activos disponibles para la venta	-	804
Efectivo y equivalentes de efectivo	9.758	15.387
Total del activo corriente	<u>42.100</u>	<u>76.973</u>
Total del activo	<u>208.554</u>	<u>363.453</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.400	10.349
Reservas y resultados no asignados	62.230	110.064
Interés no controlante	151	48
Total Patrimonio Neto	<u>72.781</u>	<u>120.461</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	26.564	39.623
Pasivos por impuesto diferido	18.948	44.812
Otras cargas fiscales	299	207
Préstamos	36.030	77.934
Cuentas por pagar	566	625
Total del pasivo no corriente	<u>82.407</u>	<u>163.201</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	2.399	2.009
Impuesto a las ganancias a pagar	3.972	1.487
Otras cargas fiscales	1.411	6.047
Remuneraciones y cargas sociales	1.903	2.452
Prestamos	13.275	27.817
Cuentas por pagar	30.406	39.979
Total del pasivo corriente	<u>53.366</u>	<u>79.791</u>
Total del pasivo	<u>135.773</u>	<u>242.992</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>208.554</u>	<u>363.453</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 2014	3T 2015	4T 2015		Ene-Dic 2014	Ene-Dic 2015
			Flujos de Efectivo de las operaciones		
1.300	1.884	(1.865)	Utilidad neta consolidado del período	8.849	4.426
(497)	(36)	(266)	Resultados de las inversiones en sociedades	(558)	(318)
6.276	6.895	7.724	Depreciación de bienes de uso	19.936	26.685
219	65	98	Amortización de activos intangibles	469	323
1.370	1.811	523	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	4.041	3.773
(1.115)	3.082	17.207	Cargo por impuesto a las ganancias	13.223	24.637
3.096	709	3.859	Aumento neto de provisiones	5.561	6.133
(1.074)	(253)	(14.799)	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(2.116)	(13.449)
24	36	35	Plan de beneficios en acciones	80	124
(409)	(562)	(603)	Seguros devengados	(2.041)	(1.688)
			Cambios en activos y pasivos:		
326	(1.218)	(5.178)	Créditos por ventas	(3.824)	(8.031)
1.050	(1.053)	(1.844)	Otros créditos y anticipos	248	(6.143)
(476)	(1.005)	341	Bienes de cambio	(244)	101
3.404	889	3.029	Cuentas por pagar	5.067	6.211
(2.788)	463	2.432	Otras cargas fiscales	218	4.544
296	396	426	Remuneraciones y cargas sociales	727	549
(394)	(347)	(511)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.974)	(1.758)
66	2	(1)	Dividendos cobrados	299	180
-	-	363	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	1.689	2.036
(914)	(1.976)	(1.281)	Pagos de impuesto a las ganancias	(3.496)	(6.931)
9.760	9.782	9.689	Flujos de Efectivo de las Operaciones	46.154	41.404
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
			Pagos por inversiones:		
(14.848)	(15.825)	(17.082)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(50.213)	(63.774)
(4)	-	-	Aportes y adquisiciones en inversiones en sociedades y UTEs	(967)	(163)
349	-	-	Ingreso por ventas de bienes de uso y activos intangibles	2.060	-
-	-	-	Adquisición de subsidiarias neta de fondos adquiridos	(6.103)	-
-	-	(324)	Inversiones en activos financieros	-	(324)
-	-	212	Cobro de seguros por daño material	1.818	212
(14.503)	(15.825)	(17.194)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(53.405)	(64.049)
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
(4.308)	(5.652)	(6.466)	Pago de préstamos	(13.320)	(24.090)
(1.844)	(1.386)	(2.249)	Pago de intereses	(5.059)	(6.780)
4.607	9.935	16.996	Préstamos obtenidos	23.949	55.158
(2)	(74)	(1)	Recompra de acciones propias en cartera	(200)	(120)
80	-	-	Aportes de interés no controlante	80	-
-	(503)	-	Dividendos Pagados	(464)	(503)
(1.467)	2.320	8.280	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	4.986	23.665
95	342	3.755	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	1.310	4.609
(6.115)	(3.381)	4.530	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(955)	5.629
15.873	14.238	10.857	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.713	9.758
9.758	10.857	15.387	Efectivo y equivalentes al cierre del período	9.758	15.387
(6.115)	(3.381)	4.530	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(955)	5.629
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
6.731	9.195	13.920	Caja y Bancos	6.731	13.920
3.027	1.662	1.467	Otros Activos Financieros	3.027	1.467
9.758	10.857	15.387	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	9.758	15.387

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 2015	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	4.352	36.362	233	-	40.947
Ingresos intersegmentos	17.313	303	1.846	-19.462	-
Ingresos ordinarios	21.665	36.665	2.079	-19.462	40.947
Utilidad operativa	570	-435	-853	1.628	910
Resultado de inversiones en sociedades	2	264	-	-	266
Depreciación de bienes de uso	6.631	919	174	-	7.724
Deterioro del valor de bienes de uso y activos intangibles	2.535	-	-	-	2.535
Inversión de bienes de uso	13.230	3.086	759	0	17.075
Activos	223.035	113.805	26.708	-95	363.453

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	12.976	3.248	583	-	16.807
Activos	126.228	68.509	16.356	-2.539	208.554

5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES

<i>Millones de USD</i>	2014	2015	2015	Var	2014	2015	Var
	4T	3T	4T	4T 15 / 4T 14	Ene - Dic	Ene - Dic	2015 / 2014
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	4.459	4.448	4.044	-9,3%	17.576	16.952	-3,5%
Costos de Ventas	-3.507	-3.333	-3.238	-7,7%	-12.939	-12.960	0,2%
Utilidad bruta	952	1.115	807	-15,3%	4.637	3.992	-13,9%
Gastos de comercialización	-334	-281	-300	-10,3%	-1.252	-1.205	-3,8%
Gastos de administración	-167	-141	-171	2,2%	-561	-603	7,6%
Gastos de exploración	-95	-128	-70	-25,9%	-252	-264	5,0%
Otros gastos	-194	48	-176	-9,6%	-128	-74	-42,0%
Utilidad operativa	161	612	90	-44,2%	2.445	1.846	-24,5%
Depreciaciones + deterioro del valor de bienes de uso y activos intangibles	742	749	1.013	36,7%	2.469	3.137	27,1%
Amortización de activos intangibles	26	7	10	-62,6%	58	35	-39,8%
Perforaciones exploratorias improductivas	68	84	32	-53,4%	157	153	-2,2%
EBITDA	997	1.452	1.145	14,8%	5.128	5.171	0,8%
UPSTREAM							
Ventas netas	2.332	2.227	2.140	-8,2%	8.754	8.713	-0,5%
Utilidad operativa	186	236	56	-69,7%	1.530	838	-45,2%
Amortizaciones	652	655	655	0,5%	2.127	2.496	17,3%
Inversiones	1.670	1.336	1.427	-14,6%	5.267	5.395	2,4%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	4.176	3.986	3.622	-13,3%	16.561	15.259	-7,9%
Utilidad operativa	206	383	-43	-120,9%	1.359	947	-30,3%
Amortizaciones	80	85	91	13,8%	303	343	13,3%
Inversiones	384	306	305	-20,6%	1.039	1.002	-3,5%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-254	-45	-125	-50,7%	-414	-292	-29,5%
Inversiones	69	68	137	98,5%	174	268	53,5%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	24	39	196	708,6%	-30	346	-1236,0%

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

5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS

	Unidad	2014					2015				
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2014	1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2015
Producción											
Producción de crudo	Kbbl	21.753	21.923	22.634	22.986	89.296	22.252	22.736	22.934	23.218	91.139
Producción de NGL	Kbbl	4.831	3.626	3.970	5.348	17.776	5.448	3.522	4.015	4.958	17.944
Producción de gas	Mm3	3.355	3.970	4.138	4.021	15.483	3.950	4.063	4.080	4.032	16.124
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	47.684	50.517	52.628	53.621	204.450	52.541	51.808	52.611	53.532	210.492
Henry Hub	US\$/mbtu	4,94	4,67	4,06	4,00	4,42	2,98	2,64	2,77	2,27	2,66
Brent	US\$/bbl	108,17	109,70	101,82	76,40	99,02	53,92	61,69	50,23	43,57	52,35
Ventas											
Ventas de productos refinados											
Mercado interno											
Motonaftas	Km3	1.229	1.126	1.158	1.210	4.723	1.246	1.171	1.208	1.269	4.894
Gasoil	Km3	1.920	2.043	2.160	2.044	8.166	1.906	2.169	2.040	2.019	8.134
JP1 y Kerosene	Km3	124	108	116	123	471	125	108	130	131	494
Fuel Oil	Km3	294	297	257	320	1.168	348	396	378	313	1.436
LPG	Km3	151	236	275	186	848	176	212	238	162	788
Otros (*)	Km3	286	304	361	307	1.258	304	343	314	323	1.283
Total mercado interno	Km3	4.004	4.113	4.327	4.190	16.634	4.104	4.399	4.308	4.218	17.029
Exportación											
Nafta Virgen	Km3	0	0	0	0	0	18	12	7	19	56
JP1 y Kerosene	Km3	129	116	126	128	500	122	127	130	132	511
LPG	Km3	124	35	24	115	299	149	52	42	94	337
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	194	205	128	178	704	153	115	130	134	532
Otros (**)	Km3	8	18	5	7	38	7	10	4	4	25
Total Exportación	Km3	455	375	284	428	1.541	449	316	314	382	1.461
Total ventas productos refinados	Km3	4.459	4.488	4.610	4.900	18.457	4.553	4.715	4.622	4.600	18.490
Ventas de productos químicos											
Mercado interno											
Fertilizantes	Ktn	32	39	76	80	227	21	34	45	108	208
Metanol	Ktn	47	73	103	85	308	49	61	75	64	249
Otros	Ktn	138	143	129	131	541	130	164	143	129	566
Total mercado interno	Ktn	217	255	308	296	1.076	200	259	263	301	1.023
Exportación											
Metanol	Ktn	33	22	21	1	77	41	36	54	20	151
Otros	Ktn	24	33	67	53	177	28	50	33	39	150
Total exportación	Ktn	57	55	88	54	254	69	86	87	59	301
Total ventas productos químicos	Ktn	274	310	396	350	1.330	269	345	350	360	1.324
Ventas de otros productos											
Granos, harinas y aceites											
Mercado interno	Ktn	20	22	21	3	66	30	31	13	15	89
Exportación	Ktn	85	251	292	212	840	155	418	358	208	1.139
Total granos, harinas y aceites	Ktn	105	273	313	215	906	185	449	371	223	1.228
Principales volúmenes importados											
Naftas y Jet Fuel	Km3	179	94	0	42	316	20	22	43	36	120
Gasoil	Km3	473	275	191	304	1.243	196	343	346	289	1.174

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

	Líquidos de gas natural		
	(millones de barriles)		
	2015		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	73	-	73
Revisiones de estimaciones anteriores	9	-	9
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	10	-	10
Compras y Ventas	(3)	-	(3)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(18)	-	(18)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	71	-	71
	2015		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	53	-	53
Saldos al cierre del ejercicio	56	-	56
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	20	-	20
Saldos al cierre del ejercicio	15	-	15

* Menos de 1 (uno).

(1) Nuestras reservas comprobadas de líquidos de gas natural al 31 de diciembre de 2015 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 14 mmbbl, 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 líquidos de gas natural para el año 2015 incluye un volumen estimado de aproximadamente 2 mmbbl relativos a los citados pagos.

Gas Natural			
(miles de millones de pies cúbicos)			
2015			
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	3.011	5	3.016
Revisiones de estimaciones anteriores	174	*	174
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	521	-	521
Compras y Ventas	(70)	-	(70)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(569)	(*)	(569)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	3.067	5	3.072
2015			
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	2.262	5	2.267
Saldos al cierre del ejercicio	2.205	5	2.210
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	749	-	749
Saldos al cierre del ejercicio	862	-	862

- (1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2015 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 329 mmcf, 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 2015 incluye un volumen estimado de aproximadamente 58 mmcf 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 descriptos 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 descriptos 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 2014, 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