

YPF S.A.
Resultados Consolidados
1T 2015



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2015	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2015	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2015	7
3.1 UPSTREAM.....	7
3.2 DOWNSTREAM	10
3.3 ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS.....	13
3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS	13
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	13
5. TABLAS Y NOTAS	15
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	16
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	17
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....	18
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DEL NEGOCIO	19
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES	20
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS.....	21

El EBITDA del primer trimestre de 2015 alcanzó los Ps 10,2 MM y la utilidad operativa fue de Ps 4,5 MM, un 21,1% y 1,9% superiores al primer trimestre 2014 respectivamente.

(Cifras no auditadas)	1T 2014	4T 2014	1T 2015	Var.% 1T 15/ 1T 14
Ingresos Ordinarios (Ps M)	30.664	37.739	34.702	13,2%
Utilidad operativa (Ps M)	4.384	1.364	4.469	1,9%
Utilidad neta (*) (Ps M)	2.881	1.383	2.127	-26,2%
EBITDA (Ps M)	8.428	8.437	10.209	21,1%
Utilidad neta por acción (*) (Ps /acción)	7,34	3,52	5,42	-26,1%
Inversiones (**) (Ps M)	16.087	17.969	12.351	-23,2%

EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de Bienes de Uso + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones Exploratorias Improductivas.

(*) Atribuible al accionista controlante. (**) Las Inversiones del 1T 2014 incluyen las altas por las adquisiciones de los activos del grupo Apache (neta de la cesión a Pluspetrol) y la participación adicional del 38,45% en la UTE Puesto Hernández.

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

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2015

- Los ingresos ordinarios en el primer trimestre de 2015 ascendieron a Ps 34,7 MM, un 13,2% superiores al primer trimestre de 2014.
- La utilidad operativa del presente trimestre alcanzó los Ps 4,5 MM, lo que representa un aumento del 1,9% respecto del mismo período del año anterior.
- En el primer trimestre de 2015 el EBITDA fue Ps 10,2 MM, un 21,1% superior al mismo trimestre de 2014.
- La utilidad neta del primer trimestre fue Ps 2,1 MM, un 26,2% inferior a los 2,9 MM reportados para el primer trimestre de 2014.
- El flujo de caja operativo en el trimestre ascendió a los Ps 9 MM, un 34,1% superior al del mismo período del año 2014.
- En el primer trimestre del año, la producción total de hidrocarburos aumentó 10,2% respecto del mismo trimestre del año 2014, alcanzando 583,8 Kbped. La producción de gas natural alcanzó los 43,9 Mm3d, siendo un 18% superior a la del mismo período de 2014, mientras que la producción de crudo aumentó un 2,3%, totalizando 247,2 Kbbld.

- En el negocio del Downstream, en el primer trimestre de 2015, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 94%, un 9,1% superior al mismo trimestre del año pasado.
- Las inversiones en bienes de uso en el primer trimestre del año fueron Ps 12,4 MM, reflejando un incremento del 27% respecto de las inversiones en bienes de uso netas de las adquisiciones realizadas durante el primer trimestre del año 2014, por un total de Ps 9,7 MM.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2015

Los ingresos ordinarios del primer trimestre de 2015 ascendieron a Ps 34,7 MM, siendo un 13,2% superiores a los del mismo período del año anterior. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- (i) Las ventas de naftas y gas oil en el mercado interno las cuales aumentaron Ps 3,1 MM gracias a un incremento en el precio promedio y al incremento de aproximadamente 1,4% de los volúmenes despachados de naftas. En el caso del gas oil los volúmenes reportaron una disminución de 0,7% respecto al mismo periodo 2014.
- (ii) Las ventas de gas natural en el mercado doméstico se incrementaron en Ps 1,5 MM como consecuencia de un aumento de aproximadamente un 18,7% en el volumen comercializado impulsado por la mayor producción del período y considerando también la inclusión de las ventas de YSUR. Dentro de este contexto, el ingreso promedio por millón de BTU ascendió a 4,60 USD en el primer trimestre de 2015, frente a los 4,40 USD en el mismo trimestre de 2014, representando un incremento de 4,7% en dólares.
- (iii) Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en Ps 0,5 MM debido a un aumento en el precio promedio y un aumento en los volúmenes comercializados de un 18,5%; mientras que en el mercado externo se registró una disminución del precio promedio obtenido medido en pesos de aproximadamente 35% y una reducción de los volúmenes comercializados de un 19,2%, arrojando una disminución neta de ventas de Ps 0,3 MM;
- (iv) En cuanto a las ventas de productos petroquímicos, se registran menores ingresos en el mercado local por Ps 0,2 MM, debido a los menores volúmenes comercializados y a menores precios en pesos, fundamentalmente a partir de la baja del precio de los productos atados al Brent.
- (v) Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado una disminución del 31% (Ps -1,1 MM) debido fundamentalmente a la reciente baja en los precios internacionales de los mismos, y a la disminución de las exportaciones de crudo por aproximadamente Ps 0,5 MM, no obstante destacándose en el trimestre las exportaciones de harinas, granos y aceites las cuales se incrementaron un 71%, totalizando Ps 0,6 MM.

Los costos de ventas del primer trimestre de 2015 fueron Ps 26,1 MM, un 13,3% superiores a los del primer trimestre del año 2014. Las compras de crudo a terceros en el mercado doméstico aumentaron por el incremento de los precios expresados en pesos, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio, superando así la baja en los volúmenes comprados debido a la

mayor producción propia del periodo. Por su parte, las importaciones de gasoil disminuyeron un 73% debido a la baja del 59% de los volúmenes comprados y por los menores precios medidos en pesos del producto importado, mientras que las importaciones de naftas y jet fuel en el trimestre se redujeron en un 91% respecto al mismo periodo 2014, disminución también explicada por los menores volúmenes comprados a menores precios medidos en pesos.

Por su parte, los otros costos de ventas aumentaron fundamentalmente por: (i) el aumento en la depreciación de los bienes de uso de Ps 1,6 MM vinculado al mayor nivel de inversiones realizadas y como consecuencia del incremento en el tipo de cambio del Peso frente al Dólar que afecta el cargo por amortización, incluyendo asimismo la mayor amortización producto de la consolidación total en el primer trimestre de 2015 de los activos de YSUR, y comparado contra el mismo trimestre del año anterior (ii) el incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 1,6 MM debido a la mayor actividad del periodo y un aumento unitario del 8,3%, (iii) los mayores pagos de regalías de Ps 0,5 MM, originados en mayores volúmenes producidos y un mayor valor en boca de pozo en pesos, y, (iv) al incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,3 MM, teniendo en cuenta un aumento del indicador unitario, medido en pesos, de un 17% y considerando también los mayores volúmenes procesados. Además, en relación al siniestro sufrido por nuestra Refinería La Plata en el segundo trimestre de 2013, en el presente trimestre se devengó un recupero de aproximadamente Ps 0,5 MM como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo de ventas. De manera similar, en el primer trimestre de 2014, se había registrado un importe de Ps 0,7 MM por este concepto.

Los gastos de comercialización en el primer trimestre de 2015 fueron Ps 2,6 MM, presentando un incremento de Ps 0,4 MM (+17,6%) comparados con el mismo período de 2014, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos y a los mayores volúmenes transportados y comercializados, como así también mayores cargos vinculados a incobrabilidades, todo esto compensado parcialmente por menores retenciones a las exportaciones, debido principalmente a los menores volúmenes exportados y la caída de los precios internacionales de los mismos. Los gastos de administración del primer trimestre de 2015 ascendieron a Ps 1,2 MM, presentando un aumento de Ps 0,4 MM en relación al primer trimestre de 2014. El aumento fue principalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios informáticos, como así también por la incorporación de YSUR. Por su parte los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,2 MM, manteniéndose en niveles similares a los observados en el primer trimestre de 2014 (Incluyen perforaciones exploratorias improductivas por Ps 107 millones y Ps 68 millones respectivamente, los cuales no implican egresos de fondos). Las altas de activos exploratorios en el primer trimestre del año 2015 ascendieron Ps 0,6 MM, mostrando un crecimiento de aproximadamente un 55% con respecto al año anterior.

Los resultados financieros correspondientes al primer trimestre del año 2015 fueron negativos en Ps 0,4 MM, en comparación con los Ps 4,6 MM positivos correspondientes al mismo período del año 2014. 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 primer trimestre de 2015, la cual fue de un 3,6%, mientras que la misma fue de 22,7% en el mismo periodo 2014. A su



vez, se registraron mayores resultados financieros negativos producto de un mayor devengamiento de intereses correspondiente a la mayor deuda financiera.

El cargo por impuesto a las ganancias en el primer trimestre de 2015 alcanzó Ps 1,9 MM, aproximadamente Ps 4,2 MM inferior al cargo correspondiente al primer trimestre del año 2014, el cual había alcanzado los Ps 6,2 MM. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el menor impuesto diferido por Ps 5,7 MM, debido a que el pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso generado en el primer trimestre de 2015 fue sustancialmente menor al de igual período de 2014, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y la menor devaluación proyectada en 2015, compensado parcialmente por un mayor cargo de impuesto corriente a pagar por Ps 1,5 MM.

La utilidad neta del período fue de Ps 2,1 MM, un 26,2% inferior a la del mismo período del año 2014.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los Ps 12,4 MM siendo superiores en un 27% respecto a las inversiones en bienes de uso realizadas durante el primer trimestre de 2014, excluyendo las adquisiciones del grupo YSUR, neta de la cesión de activos a Pluspetrol, y de la participación adicional en el área Puesto Hernández realizadas durante dicho período.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2015

3.1 UPSTREAM

(Cifras no auditadas)	1T 2014	4T 2014	1T 2015	Var.% 1T 15/ 1T 14
Utilidad operativa (Ps M)	3.013	1.572	2.260	-25,0%
Ventas netas (Ps M)	14.919	19.736	18.575	24,5%
Producción crudo (Kbbld)	241,6	249,8	247,2	2,3%
Producción NGL (Kbbld)	54,0	58,1	60,5	12,0%
Producción gas (Mm3d)	37,2	43,7	43,9	18,0%
Producción total (Kbped)	529,7	582,8	583,8	10,2%
Gastos de exploración (Ps M)	197	804	191	-3,0%
Inversiones (*) (Ps M)	14.968	14.138	10.701	-28,5%
Amortizaciones (Ps M)	3.301	5.516	4.788	45,0%
Precios de Realización				
Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	66,5	76,4	68,8	3,4%
Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	4,40	4,42	4,60	4,7%

(*) Las Inversiones del 1T 2014 incluyen las altas por las adquisiciones de los activos del grupo Apache (neta de la cesión a Pluspetrol) y la participación adicional del 38,45% en la UTE Puesto Hernández.

La **utilidad operativa** del Upstream ascendió a Ps 2,3 MM, un 25% inferior a la del 1T 2014.

En el primer trimestre de 2015, las ventas de crudo y gas natural crecieron un 24,5% en relación al mismo periodo de 2014. Este incremento se explica gracias a los mayores volúmenes producidos y transferidos a nuestro segmento de Downstream (+4,8%) efecto que se vio parcialmente compensado por la disminución de aproximadamente 52% en los volúmenes vendidos a terceros, en especial al mercado externo, como también al incremento en el precio promedio de venta de 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 antes mencionada, neta de los consumos internos, es asignada al segmento Downstream para su comercialización a terceros, obteniendo el segmento de Exploración y Producción el precio promedio obtenido por la Sociedad en dichas ventas, neto de la tarifa por comercialización.



El precio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el primer trimestre de 2015 aumentó un 3,4% hasta los 68,8 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio fue de 4,60 USD/Mmbtu, un 4,7% superior al del primer trimestre de 2014. En ambos productos, se consolida el precio de venta de crudo y gas natural de YSUR, 74,7 USD/bbl y 3,6 USD/Mmbtu, respectivamente.

En el primer trimestre de 2015, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 583,8 Kbbpd, un 10,2% superior a la del mismo trimestre de 2014, la producción de crudo fue 247,2 Kbbld (+2,3%), la producción de gas natural fue 43,9 Mm3d (+18%) y la producción de NGL fue 60,5 Kbbld (+12%).

La producción diaria de hidrocarburos consolidada de YSUR fue de 43,3 Kbbpd, compuestos por 8,9 Kbbld de crudo, 1,7 Kbbld de NGL y 5,2 Mm3d de gas natural.

Durante el primer trimestre de 2015, en las áreas no convencionales se han producido un total de 41,7 Kbbpd de hidrocarburos, compuestos por 20,5 Kbbld de crudo, 9,4 Kbbld de NGL y 1,9 Mm3d de gas natural, de los cuales YPF consolida aproximadamente el 50%. En cuanto a la actividad de desarrollo, se han puesto en producción 49 pozos de petróleo (en Loma Campana) y 1 de gas (en La Ribera) con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total a la fecha de 332 pozos. La operación alcanzó un pico 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 primer trimestre de 2015, se perforaron y pusieron en producción 10 pozos y la producción promedio de gas natural fue de 4,3 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 1,0 Mm3d neta para YPF.

Por su parte, se continúa trabajando en la recuperación de la producción del área de Malargüe, afectada en marzo de 2014 por el incidente ocurrido en la planta de Cerro Divisadero, ubicada en la provincia de Mendoza. Durante el primer trimestre de 2015, la producción de Malargüe alcanzó una producción de crudo promedio de 7,7 kbbld, siendo solo 1,5 kbbld menor que antes del incidente.

En el trimestre la compañía no logró alcanzar el mínimo de producción requerido para acceder al incentivo de producción de petróleo de 3 USD/bbl aprobado por la Resolución 14/2015, fundamentalmente debido a ciertas dificultades resultantes de eventos climáticos y cortes de energía eléctrica.

Los costos, en el primer trimestre de 2015, aumentaron un 37% (+Ps 4,4 MM), principalmente por: (i) las mayores amortizaciones de Ps 1,5 MM como consecuencia del incremento en inversiones y el incremento del valor de los activos en pesos, (ii) el incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 1,6 MM debido a la mayor actividad del periodo previamente mencionada y al aumento del costo unitario, y, (iii) las mayores regalías de Ps 0,5 MM, fundamentalmente por el incremento de volúmenes producidos y un mayor precio denominado en pesos en boca de pozo. Por su parte los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,2 millones, manteniéndose en niveles similares a los observados en el primer trimestre de 2014.



Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al primer trimestre de 2014, los costos erogables unitarios en dólares se incrementaron un 6,6%, de 23,6 USD/bpe en el 1T 2014 a 25,2 USD/bpe en el 1T 2015 (incluyendo tributos por 6,8 USD/bpe y 6,7 USD/bpe respectivamente), principalmente debido a la menor devaluación del periodo. Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 14,4 USD/bpe, un 8,3% superior a los 13,3 USD/Bpe del 1T 2014.

Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron Ps 10,7 MM en el primer trimestre de 2015, siendo estas superiores a los Ps 8,3 MM del mismo período de 2014 en un 24,4%, sin considerar en dicho periodo las adquisiciones del grupo YSUR y de la participación adicional en el área Puesto Hernández.

En la cuenca Neuquina la actividad del primer trimestre de 2015 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Aguada Toledo - Sierra Barrosa, Rincón del Mangrullo, El Orejano, Cañadón Amarillo 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, Los Perales 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 primer trimestre del 2015 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Cuyana. En la Cuenca Cuyana, la actividad se focalizó en la evaluación del bloque La Ventana y la perforación de dos pozos en Los Tordillos Oeste. En la Cuenca Neuquina se registró actividad exploratoria a objetivos convencionales y no convencionales. La actividad exploratoria convencional se enfocó en los bloques Paso de las Bardas, Payún Oeste, Los Caldenes y El Manzano Este. La actividad exploratoria no convencional estuvo asociada a los bloques Bajo del Toro, Bandurria, Cerro Arena, Pampa las Yeguas y La Ribera. 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 y en el flanco norte en el bloque Manantiales Behr.

Al cierre del primer trimestre del año se han finalizado 12 pozos exploratorios y 3 workovers.

3.2 DOWNSTREAM

(Cifras no auditadas)	1T 2014	4T 2014	1T 2015	Var.% 1T15/ 1T14
Utilidad operativa (Ps M)	2.453	1.740	1.494	-39,1%
Ventas netas (Ps M)	29.571	35.347	31.877	7,8%
Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	4.004	4.472	4.326	8,0%
Exportación productos refinados (Km3)	455	428	449	-1,3%
Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	185	216	179	-3,2%
Exportacion de productos químicos (Ktn)	57	54	69	21,1%
Crudo procesado (Kbped)	275	296	300	9,1%
Utilización de las refinerías (%)	86%	93%	94%	9,1%
Inversiones (Ps M)	999	3.248	1.436	43,7%
Amortizaciones (Ps M)	547	675	693	26,6%
Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	707	778	748	5,8%
Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	742	814	754	1,6%

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

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

La **utilidad operativa** del Downstream en el primer trimestre de este año 2015 ascendió a Ps 1,5 MM, un 39,1% inferior a los Ps 2,5 MM alcanzados en el primer trimestre de 2014.

Las ventas netas crecieron un 7,8% en relación al primer trimestre del año 2014, primordialmente por los mayores precios promedio en pesos alcanzados en naftas y en gasoil, lo cual representó un mayor ingreso de Ps 1,3 MM y Ps 1,7 MM respectivamente, como también por las mejoras en el mix de productos comercializados, aumentando las ventas de productos Premium las cuales representan un 32% y 17% respectivamente para naftas y gas oil. Asimismo los volúmenes comercializados de naftas reportaron un aumento de 1,4% (+Ps 0,1 MM) mientras que los volúmenes de gas oil se redujeron solo en un 0,7% (-Ps 0,1 MM) en comparación al primer trimestre de 2014. Por su parte, en el mismo periodo, las exportaciones de harinas granos y aceites totalizaron Ps 0,5 MM (+Ps 0,2 MM) mientras que los otros productos comercializados en el mercado externo, tales como jet fuel, petroquímicos y LPG sufrieron variaciones negativas debido a la reciente baja en los precios internacionales de los

mismos. La disminución total por exportaciones alcanzó los Ps 1,1 MM. A su vez, las ventas en el mercado local e internacional de fuel oil alcanzaron los Ps 2 MM (+Ps 0,1 MM), un aumento explicado tanto por los mayores volúmenes comercializados en el mercado local (+Ps 0,2 MM) como por el incremento de precios denominados en pesos de los productos comercializados localmente (+Ps 0,3 MM), compensando así la baja en los volúmenes exportados (-Ps 0,2 MM) a menores precios (-Ps 0,1 MM).

En el primer trimestre de 2015 los costos se incrementaron un 12% (+ Ps 3,3 MM) en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan: (i) mayores compras de crudo por Ps 2,9 MM, principalmente por el aumento 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 comprados de Ps 1 MM, (iii) el aumento en las amortizaciones de Ps 0,1 MM, (iv) las importaciones de gasoil disminuyeron un 73%, de Ps 2,9 MM a Ps 0,8 MM, debido a la baja del 59% de los volúmenes comprados y a los menores precios internacionales de este producto (-34%), y (v) las importaciones de naftas y jet fuel reportaron una disminución de 91%, de Ps 1 MM a Ps 0,1 MM, debido a la reducción del 89% de los volúmenes comprados y a la baja del 19% de los precios internacionales medidos en pesos.

En relación a los costos de producción, se observa durante el primer trimestre de 2015 un aumento en las tarifas de transporte y uso de instalaciones portuarias y en las tarifas de servicios contratados para reparación y mantenimiento de nuestras refinerías. Como consecuencia de todo esto, considerando el incremento en la masa de gastos y el mayor nivel de procesamiento en refinerías, el costo de refinación aumentó en el primer trimestre de 2015 en aproximadamente un 17% en comparación con el mismo trimestre del año 2014, representando un incremento de costos de unos Ps 0,3 MM.

Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata que se mencionó anteriormente, en el presente trimestre se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente Ps 0,5 MM como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. De manera similar, en el primer trimestre de 2014, se había registrado un importe de Ps 0,7 MM por este concepto.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 300 Kbbld, un 9,1% superior al del primer trimestre del 2014, debido principalmente a tener una mayor disponibilidad de crudo liviano en el presente período y a la parada de planta programada en nuestra refinería Lujan de Cuyo durante el mes de marzo de 2014.

La variación de la utilidad operativa explicada en párrafos anteriores, incluye la participación indirecta en la compañía Metrogas, la cual reportó pérdidas operativas de, Ps 19 millones y Ps 76 millones para el 1T 2015 y 1T 2014 respectivamente.



Inversiones

Las inversiones de Downstream del primer trimestre del 2015 alcanzaron los Ps 1,4 MM, superando en un 43,7% a las del mismo período del 2014. Continúa la ejecución de proyectos plurianuales y el desarrollo de ingenierías 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 ADMINISTRACION CENTRAL Y OTROS

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 primer trimestre del año ascendió a Ps -0,5 MM, siendo este inferior a los Ps -0,3 MM del mismo período 2014 en un 54,8%. Los mayores costos en la corporación se vieron impulsados por incremento de salarios y cargas sociales, mayores honorarios por contratación de servicios informáticos y en menor medida por el aumento en los cargos de publicidad institucional, y por los menores resultados registrados en nuestras sociedades controladas AESA e YPF Tecnología.

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 1,2 MM en el primer trimestre de 2015 y de Ps -0,7 MM en el primer trimestre de 2014.

3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas en el primer trimestre del año mostró un resultado negativo de Ps 38 millones, habiendo sido el resultado obtenido en el primer trimestre del año anterior negativo en Ps 3 millones. Dicha variación surge principalmente por las mayores pérdidas registradas por Profertil y Refinor.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el primer trimestre del año 2015, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 12 MM, un 77,7% mayor a la del mismo período del año anterior. Este incremento de Ps 5,2 MM se produjo principalmente por el crecimiento del EBITDA de Ps 1,8 MM y por una reducción del capital de trabajo.

La mayor generación de caja operativa antes mencionada fue destinada al flujo de efectivo de las actividades de inversión, el cual alcanzó un total de Ps 15,6 MM durante el primer trimestre del año 2015. En el mismo período de 2014 se registraron las adquisiciones del grupo de sociedades YSUR por un total de Ps 6,1 MM y de la participación adicional en el área Puesto Hernández por Ps 0,3 MM, así como también el ingreso por venta de activos a Pluspetrol por Ps 1.5 MM y la cobranza de Ps 0,6 MM en concepto de seguro por daño material, relacionado con el siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013. Teniendo en cuenta el efecto neto de Ps 4,3 MM que totalizaron estas operaciones no habituales, el flujo de efectivo destinado a las actividades de inversión en bienes de uso y activos intangibles en el primer trimestre 2015, presenta un incremento 31,3% con respecto al mismo período de 2014.

Por su parte, en relación al cierre del trimestre anterior, el efectivo y equivalentes de la compañía aumentó en Ps 1,3 MM hasta los Ps 11 MM al final del primer trimestre del 2015, debido a la generación de caja del trimestre y a la refinanciación de vencimientos de deuda mediante la emisión de obligaciones negociables en el mercado local y la reapertura de las Clases XXVI y XXVIII en el mercado internacional. De este modo, la deuda financiera neta reportó un aumento de Ps 6,1 MM (+15,5%), alcanzando los Ps 45,7 MM para al final del primer trimestre 2015. La deuda total expresada en dolares

alcanzo los USD 6,5 MM (+4,3%), y la deuda neta los USD 5,2 MM (+4,8%). Cabe destacar que al cierre del 31 de marzo de 2015 no están incluidas en la caja ni en la deuda, las emisiones de las ON Clase XXXVIII y Clase XXXIX por Ps 935 millones y USD 1.500 millones.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del primer trimestre de 2015 fue de 23%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,09%.

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

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
Clase XXXVIII (2T 2015)	Ps 935 M	BADLAR + 4,75%	60 meses
Clase XXXIX (2T 2015)	USD 1.500 M	8,50%	120 meses

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 1° TRIMESTRE 2015

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

	1T 2014	4T 2014	1T 2015	Var.% 1T15/ 1T14
Ingresos Ordinarios	30.664	37.739	34.702	13,2%
Costos de Ventas	(23.016)	(29.684)	(26.076)	13,3%
Utilidad bruta	7.648	8.055	8.626	12,8%
Gastos de comercialización	(2.204)	(2.827)	(2.592)	17,6%
Gastos de administración	(817)	(1.414)	(1.198)	46,6%
Gastos de exploración	(197)	(804)	(191)	-3,0%
Otros gastos	(46)	(1.646)	(176)	282,6%
Utilidad operativa	4.384	1.364	4.469	1,9%
Resultado de las inversiones en sociedades	(3)	497	(38)	1166,7%
Resultados financieros:				
Generados por activos	(1.124)	(2)	36	-103,2%
Intereses	280	248	308	10,0%
Diferencias de cambio	(1.404)	(250)	(272)	-80,6%
Generados por pasivos	5.707	(1.674)	(421)	-107,4%
Intereses	(1.568)	(2.032)	(2.002)	27,7%
Diferencias de cambio	7.275	358	1.581	-78,3%
Utilidad neta antes de imp. a las ganancias	8.964	185	4.046	-54,9%
Impuesto a las ganancias corriente	(139)	(1.362)	(1.619)	1064,7%
Impuesto a las ganancias diferido	(6.038)	2.477	(318)	-94,7%
Utilidad neta atribuible al interes no controlante	(94)	(83)	(18)	
Utilidad neta del período (*)	2.881	1.383	2.127	-26,2%
Utilidad neta por acción básico y diluida (*)	7,34	3,52	5,42	-26,2%
Otros Resultados integrales	11.239	1.117	2.431	-78,4%
Resultado integral total del período	14.026	2.417	4.540	-67,6%
EBITDA (**)	8.428	8.437	10.209	21,1%

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 no auditadas expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2014</u>	<u>31/03/2015</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	4.393	4.602
Bienes de uso	156.930	167.869
Inversiones en sociedades	3.177	3.050
Activos por impuesto diferido	244	261
Otros créditos y anticipos	1.691	2.004
Créditos por ventas	19	19
Total del activo no corriente	<u>166.454</u>	<u>177.805</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	13.001	13.103
Otros créditos y anticipos	7.170	7.740
Créditos por ventas	12.171	11.687
Efectivo y equivalentes de efectivo	9.758	11.039
Total del activo corriente	<u>42.100</u>	<u>43.569</u>
Total del activo	<u>208.554</u>	<u>221.374</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.400	10.427
Reservas y resultados no asignados	62.230	66.788
Interés no controlante	151	133
Total Patrimonio Neto	<u>72.781</u>	<u>77.348</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	26.564	27.702
Pasivos por impuesto diferido	18.948	19.283
Otras cargas fiscales	299	278
Préstamos	36.030	41.912
Cuentas por pagar	566	571
Total del pasivo no corriente	<u>82.407</u>	<u>89.746</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	2.399	2.316
Impuesto a las ganancias a pagar	3.972	4.799
Otras cargas fiscales	1.411	2.543
Remuneraciones y cargas sociales	1.903	1.424
Prestamos	13.275	14.804
Cuentas por pagar	30.406	28.394
Total del pasivo corriente	<u>53.366</u>	<u>54.280</u>
Total del pasivo	<u>135.773</u>	<u>144.026</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>208.554</u>	<u>221.374</u>

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

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

	1T 2014	1T 2015
Flujos de Efectivo de las operaciones		
Utilidad neta consolidado del período	2.787	2.109
Resultados de las inversiones en sociedades	3	38
Depreciación de bienes de uso	3.903	5.564
Amortización de activos intangibles	73	69
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	988	592
Aumento neto de provisiones	604	903
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(1.870)	485
Plan de beneficios en acciones	14	27
Seguros devengados	(741)	(511)
Cambios en activos y pasivos:		
Créditos por ventas	(1.996)	388
Otros créditos y anticipos	(3.052)	(548)
Bienes de cambio	380	266
Cuentas por pagar	(1.144)	1.015
Otras cargas fiscales	1.598	1.111
Remuneraciones y cargas sociales	(196)	(479)
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(744)	(393)
Dividendos cobrados	-	150
Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	6.108	1.145
Cargo por impuesto a las ganancias	6.177	1.937
Pagos de impuesto a las ganancias	(69)	(792)
Flujos de Efectivo de las Operaciones	6.715	11.931
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Pagos por inversiones:		
Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(11.816)	(15.628)
Aportes de capital en inversiones en sociedades	(85)	(2)
Anticipos recibidos por venta de bienes de uso	1.531	-
Adquisición de participación en UTEs	(326)	-
Adquisición de subsidiarias neta de fondos adquiridos	(6.103)	-
Cobro de seguros por daño material	608	-
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(16.191)	(15.630)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
Pago de préstamos	(2.143)	(4.632)
Pago de intereses	(939)	(1.379)
Préstamos obtenidos	4.252	10.784
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	1.170	4.773
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	702	207
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(7.604)	1.281
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.713	9.758
Efectivo y equivalentes al cierre del período	3.109	11.039
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(7.604)	1.281
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
Caja y Bancos	1.325	9.893
Otros Activos Financieros	1.784	1.146
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	3.109	11.039

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

5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

1T 2015	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	3.039	31.325	338	-	34.702
Ingresos intersegmentos	15.536	553	1.274	-17.363	-
Ingresos ordinarios	18.575	31.878	1.612	-17.363	34.702
Utilidad operativa	2.260	1.494	-548	1.263	4.469
Resultado de inversiones en sociedades	-1	-37	-	-	-38
Depreciación de bienes de uso	4.788	693	83	-	5.564
Inversión de bienes de uso	10.701	1.436	214	-	12.351
Activos	130.062	74.701	18.003	-1.392	221.374

1T 2014	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	1.385	29.144	135	-	30.664
Ingresos intersegmentos	13.534	427	897	-14.858	-
Ingresos ordinarios	14.919	29.571	1.032	-14.858	30.664
Utilidad operativa	3.013	2.453	-354	-728	4.384
Resultado de inversiones en sociedades	-3	-	-	-	-3
Depreciación de bienes de uso	3.301	547	55	-	3.903
Inversión de bienes de uso	8.603	999	120	-	9.722
Activos	99.272	65.016	8.433	-2.081	170.640

5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES
 (Cifras no auditadas)

<i>Millones de USD</i>	2014	2014	2015	Var
	1T	4T	1T	1T 15 / 1T 14
ESTADO DE RESULTADOS				
Ingresos Ordinarios	4.040	4.459	4.016	-0,6%
Costos de Ventas	-3.032	-3.507	-3.018	-0,5%
Utilidad bruta	1.008	952	998	-0,9%
Gastos de comercialización	-290	-334	-300	3,3%
Gastos de administración	-108	-167	-139	28,8%
Gastos de exploración	-26	-95	-22	-14,8%
Otros gastos	-6	-194	-20	236,1%
Utilidad operativa	578	161	517	-10,5%
Depreciación de bienes de uso	514	742	644	25,2%
Amortización de activos intangibles	10	26	8	-17,0%
Perforaciones exploratorias improductivas	9	68	12	38,2%
EBITDA	1.110	997	1.182	6,4%
UPSTREAM				
Ventas netas	1.966	2.332	2.150	9,4%
Utilidad operativa	397	186	262	-34,1%
Amortizaciones	435	652	554	27,4%
Inversiones	1.133	1.670	1.239	9,3%
DOWNSTREAM				
Ventas netas	3.896	4.176	3.689	-5,3%
Utilidad operativa	323	206	173	-46,5%
Amortizaciones	72	80	80	11,2%
Inversiones	132	384	166	26,3%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS				
Utilidad operativa	-47	-254	-63	36,0%
Inversiones	16	69	25	56,7%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN				
Utilidad operativa	-96	24	146	-252,4%
Tipo de cambio promedio del periodo	7,59	8,46	8,64	

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.

5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2014					2015
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2014	1T 2015
Producción							
Producción de crudo	Kbbl	21.753	21.923	22.634	22.986	89.296	22.252
Producción de NGL	Kbbl	4.831	3.626	3.970	5.348	17.776	5.448
Producción de gas	Mm3	3.355	3.970	4.138	4.021	15.483	3.950
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	47.684	50.517	52.628	53.621	204.450	52.540
Henry Hub	US\$/mbtu	4,94	4,67	4,06	4,00	4,42	2,98
Brent	US\$/bbl	108,17	109,70	101,82	76,40	99,02	53,92
Ventas							
Ventas de productos refinados							
Mercado interno							
Motonaftas	Km3	1.229	1.126	1.158	1.210	4.723	1.246
Gasoil	Km3	1.920	2.043	2.160	2.044	8.166	1.906
JP1 y Kerosene	Km3	124	108	116	123	471	125
Fuel Oil	Km3	294	297	257	320	1.168	348
LPG	Km3	151	236	275	186	848	176
Otros (*)	Km3	286	304	361	589	1.540	525
Total mercado interno	Km3	4.004	4.113	4.327	4.472	16.916	4.326
Exportación							
Nafta Virgen	Km3	0	0	0	0	0	18
JP1 y Kerosene	Km3	129	116	126	128	500	122
LPG	Km3	124	35	24	115	299	149
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	194	205	128	178	704	153
Otros (**)	Km3	8	18	5	7	38	7
Total Exportación	Km3	455	375	284	428	1.541	449
Total ventas productos refinados	Km3	4.459	4.488	4.610	4.900	18.457	4.774
Ventas de productos químicos							
Mercado interno							
Fertilizantes	Ktn	32	39	76	80	227	21
Metanol	Ktn	47	73	103	85	308	49
Otros	Ktn	138	143	129	131	541	130
Total mercado interno	Ktn	217	255	308	296	1.076	200
Exportación							
Metanol	Ktn	33	22	21	1	77	41
Otros	Ktn	24	33	67	53	177	28
Total exportación	Ktn	57	55	88	54	254	69
Total ventas productos químicos	Ktn	274	310	396	350	1.330	269
Ventas de otros productos							
Granos, harinas y aceites							
Mercado interno	Ktn	20	22	21	3	66	30
Exportación	Ktn	85	251	292	212	840	155
Total granos, harinas y aceites	Ktn	105	273	313	215	906	185
Principales volúmenes importados							
Naftas y Jet Fuel	Km3	179	94	0	42	316	20
Gasoil	Km3	473	275	191	304	1.243	196

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



Este documento contiene ciertas afirmaciones que YPF considera constituyen estimaciones sobre las perspectivas de la compañía (“forward-looking statements”) tal como se definen en la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 (“Private Securities Litigation Reform Act of 1995”).

Dichas afirmaciones pueden incluir declaraciones sobre las intenciones, creencias, planes, expectativas reinantes u objetivos a la fecha de hoy por parte de YPF y su gerencia, incluyendo estimaciones con respecto a tendencias que afecten la futura situación financiera de YPF, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, sus resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volumen de producción, comercialización y reservas, así como con respecto a gastos futuros de capital, inversiones planificados por YPF y expansión y de otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos. Estas declaraciones pueden incluir supuestos sobre futuras condiciones económicas y otras, el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio. Estas declaraciones no constituyen garantías de qué resultados futuros, precios, márgenes, tasas de cambio u otros eventos se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de YPF o que pueden ser difíciles de predecir.

En el futuro, la situación financiera, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volúmenes de producción y comercialización, reservas, gastos de capital e inversiones de YPF y expansión y otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos, así como futuras condiciones económicas y otras como el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio podrían variar sustancialmente en comparación a aquellas contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones. Factores importantes que pudieran causar esas diferencias incluyen pero no se limitan a fluctuaciones en el precio del petróleo y sus derivados, niveles de oferta y demanda, tasa de cambio de divisas, resultados de exploración, perforación y producción, cambios en estimaciones de reservas, éxito en asociaciones con terceros, pérdida de participación en el mercado, competencia, riesgos medioambientales, físicos y de negocios en mercados emergentes, modificaciones legislativos, fiscales, legales y regulatorios, condiciones financieras y económicas en varios países y regiones, riesgos políticos, guerras, actos de terrorismo, desastres naturales, retrasos de proyectos o aprobaciones, así como otros factores 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