

YPF S.A.
Resultados Consolidados
1T 2016



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2016	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2016	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2016	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 2016 alcanzo los Ps 12,3 MM un 22,4% superior al primer trimestre 2015.

(Cifras no auditadas)	1T 2015	4T 2015	1T 2016	Var.% 1T16 /1T15
Ingresos Ordinarios (Ps M)	34.702	40.946	46.934	35,2%
Utilidad operativa (Ps M)	4.469	910	1.618	-63,8%
Utilidad neta (Ps M)	2.109	-1.865	855	-59,5%
EBITDA (Ps M)	10.209	11.589	12.493	22,4%
Utilidad neta por acción (Ps /acción)	5,42	-4,32	2,54	-53,1%
Inversiones (Ps M)	12.351	18.322	14.741	19,4%

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.

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

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2016

- Los ingresos ordinarios en el primer trimestre de 2016 ascendieron a Ps 46,9 MM, un 35,2% superiores al primer trimestre de 2015.
- La utilidad operativa del presente trimestre alcanzó los Ps 1,6 MM, lo que representa una disminución del 63,8% respecto del mismo período del año anterior, mientras que el EBITDA fue Ps 12,5 MM, un 22,4% superior al mismo trimestre de 2015.
- La utilidad neta del primer trimestre fue Ps 0,9 MM, un 59,5% inferior a los Ps 2,1 MM reportados para el primer trimestre de 2015.
- En el primer trimestre del año, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 582,3 Kbped, manteniéndose en similar nivel a la del mismo trimestre de 2015. La producción de gas natural alcanzó los 44,0 Mm3/día, siendo un 1,1% superior a la del mismo período de 2015, mientras que la producción de crudo aumentó un 0,8%, totalizando 249,0 Kbbld. La producción de NGL (líquidos del gas natural) disminuyó un 6,0%.
- En el negocio del Downstream, en el primer trimestre de 2016, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 92,1%, un 1,9% inferior al mismo trimestre del año pasado.
- Las inversiones en bienes de uso en el primer trimestre del año fueron Ps 14,7 MM, reflejando un incremento del 19,4% respecto de los Ps 12,4 MM invertidos durante el primer trimestre del año 2015.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2016

Los ingresos ordinarios del primer trimestre de 2016 ascendieron a Ps 46,9 MM, siendo un 35,2% superior a los del mismo período del año anterior. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 4,1 MM como consecuencia de un incremento en el precio promedio del 74,0% en pesos, y considerando a su vez una disminución en el volumen comercializado del 0,3%;
- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 2,5 MM debido a la combinación de un incremento del 23,5% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a una disminución en los volúmenes comercializados totales del 2,7%, destacándose sin embargo un incremento del 12,9% en los volúmenes vendidos de Eurodiesel (gas oil Premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 2,4 MM gracias a un incremento del 24,9% en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes totales despachados del 3,0%, destacándose un aumento del 6,0% en los volúmenes vendidos de nafta Infinia;
- Las ventas de fuel oil aumentaron en Ps 1,1 MM debido a un incremento en el precio de venta medido en pesos del 57,1%, no habiéndose registrado variaciones significativas en los volúmenes comercializados;
- Las ventas al mercado externo de harinas, aceites y granos se incrementaron en Ps 0,3 MM, como resultado de un aumento del 9,1% en los volúmenes exportados y de una suba del 38,3% en los precios promedio de venta medidos en pesos.

Los costos de ventas del primer trimestre de 2016 fueron Ps 40,1 MM, un 53,9% superiores a los del primer trimestre del año 2015, incluyendo incrementos en los costos de producción del 51,6% y en las compras del 50,4%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

a) Costos de producción

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente Ps 4,8 MM debido fundamentalmente a la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, y a las mayores inversiones en activos sujetos a depreciación;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por aproximadamente Ps 1,9 MM, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 28,1%;
- Mayores regalías por Ps 1,5 MM. De este aumento, Ps 1,0 MM corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 0,5 MM a mayores regalías sobre la producción de gas natural;
- Mayores costos de transporte por Ps 0,6 MM, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2015;

- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,4 MM, teniendo en cuenta principalmente un aumento del indicador unitario, medido en pesos, de un 29,5%;

b) Compras

- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 1,2 MM, debido a una suba en el precio de compra en pesos del 45,2% y a un aumento de los volúmenes adquiridos del 2,4%;
- Mayores compras netas de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 0,6 MM con mayores precios para ambos productos, mientras que los volúmenes comprados de bioetanol se incrementaron en un 9,1% y los de FAME disminuyeron un 15,6%;
- Menores importaciones de naftas, gas oil y jet fuel por un valor neto de Ps 62 millones, habiéndose importado mayores volúmenes naftas y menores de gas oil y jet fuel;
- Adicionalmente impacta negativamente en la comparación del costo de ventas del presente período, el monto indemnizatorio que se había devengado en el primer trimestre de 2015, vinculado al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013, cuya porción registrada como un menor costo por compras ascendió a Ps 0,6 MM.

Los gastos de comercialización en el primer trimestre de 2016 ascendieron a Ps 3,0 MM, presentando un incremento del 17,5%. 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 y por menores cargos en la provisión para deudores de dudoso cobro.

Los gastos de administración correspondientes al primer trimestre de 2016 ascendieron a Ps 1,5 MM, presentando un aumento del 24,0% 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 0,5 MM, resultando superiores a los registrados en el primer trimestre de 2015, los cuales ascendieron a Ps 0,2 MM. Por una parte, se realizaron mayores erogaciones por gastos de estudios geológicos y geofísicos, con un incremento de Ps 0,1 MM, principalmente por estudios de relevamiento sísmico en áreas de las provincias de Santa Cruz y Chubut. A su vez, se registraron mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre de 2016 versus similar período del año 2015 por un monto diferencial de Ps 81 millones.

Los otros resultados operativos, netos, resultaron negativos en Ps 0,2 MM en el primer trimestre de 2016, no habiendo registrado variaciones significativas respecto al mismo trimestre 2015.



Los resultados financieros correspondientes al primer trimestre del año 2016 fueron positivos en Ps 4,0 MM, en comparación con los Ps 0,4 MM negativos correspondientes al mismo período del año 2015. En este orden, se registró una mayor diferencia de cambio positiva por Ps 6,8 MM sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la mayor depreciación del peso observada durante el primer trimestre del año 2016 respecto al mismo período de 2015. A su vez se registraron mayores intereses negativos por Ps 2,4 MM producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés.

El cargo por impuesto a las ganancias en el primer trimestre del año 2016 alcanzó los Ps 4,9 MM, en comparación con el cargo de Ps 1,9 MM correspondientes al primer trimestre del año 2015. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el mayor cargo por impuesto diferido por Ps 4,3 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 2016 fue sustancialmente mayor al de igual período de 2015, teniendo en cuenta la moneda funcional de la compañía y la mayor depreciación del peso registrada en el presente período de 2016, compensado parcialmente por un menor monto de impuesto corriente por Ps 1,4 MM.

La utilidad neta del período fue de Ps 0,9 MM, un 59,5% inferior a la del mismo período del año 2015.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los Ps 14,7 MM siendo superiores en un 19,4% respecto a las inversiones en bienes de uso realizadas durante el primer trimestre de 2015.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2016

3.1 UPSTREAM

(Cifras no auditadas)	1T 2015	4T 2015	1T 2016	Var.% 1T16 /1T15
Utilidad operativa (Ps M)	2.260	570	4.441	96,5%
Ventas netas (Ps M)	18.575	21.664	29.330	57,9%
Producción crudo (Kbbld)	246,9	252,4	249,0	0,8%
Producción NGL (Kbbld)	59,9	53,9	56,3	-6,0%
Producción gas (Mm3d)	43,6	43,8	44,0	1,1%
Producción total (Kbped)	580,8	581,9	582,3	0,3%
Gastos de exploración (Ps M)	191	713	454	137,7%
Inversiones (Ps M)	10.701	14.477	12.255	14,5%
Amortizaciones (Ps M)	4.788	6.631	9.096	90,0%
Precios de Realización				
Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	68,8	63,5	61,9	-10,0%
Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	4,53	4,45	4,71	4,1%

La **utilidad operativa** del Upstream ascendió a Ps 4,4 MM, un 96,5% superior a la del 1T 2015.

En el primer trimestre de 2016, las ventas del segmento crecieron un 57,9% en relación al mismo periodo de 2015. Este incremento se produce gracias a los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo crudo se incrementaron en Ps 6,4 MM (+47,8%) debido a un aumento del precio de transferencia entre el segmento de Upstream y el segmento de Downstream medido en pesos del 47,7%, mientras que se mantuvieron estables los volúmenes transferidos entre segmentos así como también aquellos vendidos a terceros.
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 4,1 MM debido a un incremento del precio promedio de venta a terceros medido en pesos del 74,0%, mientras que el volumen comercializado reportó una leve disminución de 0,3%;

El precio de realización promedio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el primer trimestre del año 2016 disminuyó un 10,0% hasta los 61,9 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio de realización promedio fue de 4,71 USD/Mmbtu, un 4,1% superior al del mismo trimestre de 2015.

Durante el primer trimestre del año la producción total de hidrocarburos alcanzó los 582,3 Kbped, manteniéndose en similar nivel a la del mismo trimestre de 2015; la producción de crudo fue 249,0 Kbbld (+0,8%), la producción de gas natural fue 44,0 Mm3d (+1,1%) y la producción de NGL fue 56,3 Kbbld (-6,0%). Cabe destacar que la producción del primer trimestre 2015 considera el efecto retroactivo de la adecuación del contrato con Petrolera Pampa que se efectuó en el segundo trimestre del mismo año, el cual implicó entre otros la cesión de cierta producción del área Rincón del Mangrullo.

Durante el primer trimestre de 2016, en las áreas no convencionales se han producido un total de 49,8 Kbped de hidrocarburos, compuestos por 24,1 Kbbld de crudo, 11,6 Kbbld de NGL y 2,2 Mm3d de gas natural, de los cuales YPF consolida aproximadamente el 50%. En cuanto a la actividad de desarrollo, se han puesto en producción 34 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total, al cierre del primer trimestre 2016, de aproximadamente 456 pozos, contando con un total de 11 equipos activos de perforación y 11 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 2016, se pusieron en producción 12 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 1,4 Mm3d neta para YPF (se pusieron en producción 16 pozos). Es importante mencionar que durante el mes de abril se puso en marcha el nuevo sistema de compresión para el área de Rincón del Mangrullo permitiendo el incremento de producción total la cual alcanzo los 4,0 Mm3d.

En materia de los costos totales de producción se observó en el primer trimestre de 2016 un incremento del 53,3%, alcanzando los Ps 24,3 MM. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente Ps 4,3 MM;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 1,9 MM, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 28,1%;
- Mayores regalías por Ps 1,5 MM. De este aumento, Ps 1,0 MM corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 0,5 MM a mayores regalías sobre la producción de gas natural;
- Mayores cargos para provisiones de tareas de remediación medioambiental por Ps 99 millones.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,5 MM, resultando superiores a los registrados en el primer trimestre de 2015, los cuales ascendieron a Ps 0,2 MM. Por una parte, se realizaron mayores erogaciones por gastos de estudios geológicos y geofísicos, con un incremento de Ps 0,1 MM, principalmente por estudios de relevamiento sísmico en áreas de las provincias de Santa Cruz y Chubut. A su vez, se registraron mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre de 2016 versus similar período del año 2015 por un monto diferencial de Ps 81 millones.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al primer trimestre de 2015, los costos erogables unitarios en dólares disminuyeron un 18,9%, de 24,2 USD/bpe en el 1T 2015 a 19,6 USD/bpe en el 1T 2016 (incluyendo tributos por 6,8 USD/bpe y 6,1 USD/bpe respectivamente). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 11,1 USD/bpe, un 27,7% inferior a los 14,5 USD/Bpe del 1T 2015.

Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron Ps 12,3 MM en el primer trimestre de 2016, siendo estas superiores a los Ps 10,7 MM del mismo período de 2015 en un 14,5%.

En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que el 66% fueron destinadas a perforación, el 15% a instalaciones, el 11% a Workover, y el 8% restante a exploración y otras actividades de Upstream.

En la cuenca Neuquina la actividad del primer trimestre de 2016 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Aguada Toledo - Sierra Barrosa (Lajas), Rincón del Mangrullo, El Orejano, La Amarga Chica, Loma La Lata (Sierras Blancas) Chachahuen y Cañadón Amarillo. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques Barrancas, La Ventana y Vizcacheras, mientras que en el Golfo San Jorge, la mayor actividad estuvo centrada en Cañadón de la Escondida, El Guadal y Cañadón Yatel, 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 2016 cubrió las cuencas Neuquina y Golfo San Jorge. 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, Los Caldenes, Bajo del Piche, Chasquivil, Cajón de los Caballos y Chachahuen. La actividad exploratoria no convencional estuvo asociada a los bloques, Cerro Arena y Narambuena. En la Cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en la evaluación de objetivos profundos en el flanco oeste en Cañadón de la Escondida – Las Heras y en el flanco norte en el bloque Manantiales Behr.

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

3.2 DOWNSTREAM

(Cifras no auditadas)	1T 2015	4T 2015	1T 2016	Var.% 1T 16 /1T 15
Utilidad operativa (Ps M)	1.494	-435	-794	-153,1%
Ventas netas (Ps M)	31.878	36.665	40.933	28,4%
Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	4.104	4.218	4.035	-1,7%
Exportación productos refinados (Km3)	449	382	493	9,8%
Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	179	193	188	5,0%
Exportación de productos químicos (Ktn)	69	59	27	-60,9%
Crudo procesado (Kbped)	300	294	294	-1,9%
Utilización de las refinerías (%)	94%	92%	92%	-1,9%
Inversiones (Ps M)	1.436	3.086	2.091	45,6%
Amortizaciones (Ps M)	693	919	1.290	86,1%
Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	748	722	564	-24,6%
Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	754	728	559	-25,8%

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

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

El segmento del Downstream en el primer trimestre de este año registró una pérdida operativa de Ps 0,8 MM, en comparación a los Ps 1,5 MM positivos alcanzados en el 1T 2015.

Las ventas netas crecieron un 28,4% en relación al primer trimestre del año 2015, destacándose:

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 2,5 MM debido a la combinación de un incremento del 23,5% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a una disminución en los volúmenes comercializados totales del 2,7%, destacándose sin embargo un incremento del 12,9% en los volúmenes vendidos de Eurodiesel (gas oil Premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 2,4 MM gracias a un incremento del 24,9% en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes totales despachados del 3,0%, destacándose un aumento del 6,0% en los volúmenes vendidos de nafta Infinia;

- Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en Ps 1,1 MM debido a un incremento del 67,3% en el precio de venta y a un incremento de los volúmenes comercializados del 1,6%;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado local, se registraron mayores ingresos por Ps 0,1 MM, debido a un incremento del 12,1% en el precio de venta medido en pesos y a mayores volúmenes comercializados;
- Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado un incremento de Ps 0,5 MM (+16,3%) debido fundamentalmente a los mejores precios medidos en pesos producto de la mayor depreciación del peso observada en el presente trimestre compensando así los menores volúmenes exportados. Se destacan en el trimestre las mayores exportaciones de harinas, aceites y granos por un monto total de Ps 0,9 MM fruto de un aumento del 9,1% en los volúmenes exportados y de una suba del 38,3% en los precios promedio de venta medidos en pesos.

En el primer trimestre de 2016 los costos y gastos operativos se incrementaron un 37,3% (+Ps 11,3 MM) en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan:

- Mayores costos en las compras de petróleo crudo, a terceros y al segmento de Upstream, con un aumento neto de Ps 7,4 MM, el cual se encuentra principalmente motivado por el incremento en el precio del petróleo crudo comprado, expresado en pesos, y considerando que no hubo variaciones significativas en los volúmenes comprados. El precio promedio de compra de petróleo crudo al segmento de Upstream, medido en pesos, se incrementó un 47,7% mientras que, de manera similar, el precio de compra a otros productores de petróleo crudo se incrementó aproximadamente un 45,2%;
- Mayores compras netas de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 0,6 MM con mayores precios para ambos productos, mientras que los volúmenes comprados de bioetanol se incrementaron en un 9,1% y los de FAME disminuyeron un 15,6%;
- Menores importaciones de gas oil y jet fuel por un valor neto de Ps 62 millones, habiéndose importado mayores volúmenes de naftas y menores de gas oil y jet fuel;
- En el primer trimestre de 2015 se había devengado un monto indemnizatorio de Ps 0,5 MM vinculado al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013, registrado mayoritariamente como un menor costo por compras;
- Mayores depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente Ps 0,6 MM;
- En relación a los costos de producción, se observa durante el primer trimestre de 2016 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,4 MM, los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de costos de la economía, los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento de las refinerías fue levemente menor, el costo de refinación aumentó en el primer trimestre de 2016 en aproximadamente un 29,5% en comparación con el mismo trimestre del año 2015;
- Con respecto a la valuación de las existencias de crudo y productos de este segmento de negocios, cabe mencionar que en el primer trimestre del 2015 se había registrado una desvalorización de los mismos, debido a la caída del precio de compra de petróleo crudo al

segmento de Exploración y Producción durante el mencionado periodo, producida por el acuerdo entre los productores locales de crudo y refinadores para reducir el precio local de comercialización del barril de petróleo en aproximadamente 7 dólares a partir de enero de 2015, lo cual había impactado significativamente en los resultados de este segmento en el primer trimestre de ese año. Un acuerdo similar se produjo en diciembre de 2015, a partir de la devaluación ocurrida en dicho mes, que impactó en los resultados de este segmento en el cuarto trimestre de 2015, pero no así en los del primer trimestre de 2016;

- Se registraron mayores gastos de comercialización por Ps 0,5 MM. Los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, así como el incremento de las depreciaciones de activos vinculados al uso comercial son las principales causas que motivaron el aumento mencionado en este tipo de gastos.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 294 Kbbld, un 1,9% inferior al del primer trimestre del 2015, debido principalmente a la parada programada de una unidad de topping en nuestra Refinería La Plata, comentada anteriormente.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del primer trimestre del 2016 alcanzaron los Ps 2,1 MM, superando en un 45,6% a las del mismo período del 2015.

En el ejercicio, se destacó el avance en la obra de construcción del nuevo Coque que alcanzó un avance físico general equivalente al 97,84 % y se estima entrará en producción en el segundo semestre de 2016. Asimismo continúa el avance en la ejecución del revamping de Topping III en Mendoza y sigue la ejecución de proyectos de mejora en instalaciones logísticas y desempeño en aspectos 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.

La pérdida operativa de la corporación en el primer trimestre del año ascendió a Ps 0,5 MM sin variaciones significativas que mencionar con respecto al primer trimestre del año anterior.

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 negativo de Ps 1,5 MM en el primer trimestre de 2016 afectados principalmente por la ampliación de la brecha entre los precios de transferencia entre negocios y el costo de reposición de los bienes de cambio de la Sociedad. Estos ajustes habían tenido una magnitud positiva de Ps 1,3 MM en el primer trimestre de 2015, cuando la mencionada brecha de precios se había reducido.

3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas en el primer trimestre del año mostró un resultado positivo de Ps 97 millones, habiendo sido el resultado obtenido en el primer trimestre del año anterior negativo en Ps 38 millones. Dicha variación surge principalmente por los mejores resultados obtenidos por Central Dock Sud y Refinor y la pérdida operativa registrada por Profertil.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el primer trimestre del año 2016, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 10,8 MM, un 9,3% menor a la del mismo período del año anterior. Esta disminución de Ps 1,1 MM se produjo debido a un aumento en el capital de trabajo en el trimestre a pesar del incremento de EBITDA de Ps 2,3 MM, y a una mayor cobranza de seguros por pérdida de beneficios por Ps 0,6 MM. Los principales rubros que contribuyen al aumento del capital de trabajo fueron el devengamiento de ingresos pendientes de cobro, fundamentalmente derivados del 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 11,2 MM durante el primer trimestre 2016 en comparación con el mismo periodo 2015, generada por una mayor toma y refinanciación de vencimientos de deuda por Ps 13,3 MM y un mayor pago de intereses por Ps 2,1 MM.

La generación de caja operativa antes mencionada fue destinada al flujo de efectivo de las actividades de inversión, el cual alcanzó un total de Ps 17,0 MM durante el primer trimestre del año 2016, siendo un 8,5% superior al del mismo periodo 2015, producto de las mayores inversiones en activos fijos e intangibles.

La generación de recursos previamente explicada, deviene en una posición de efectivo y equivalentes al mismo de Ps 26,2 MM de pesos al 31 de marzo de 2016. En el presente trimestre se destacan la

emisión de tres nuevas series de Obligaciones Negociables por un total de Ps 1,5 MM y USD 1,0 MM. De este modo, la deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 9,2 MM, y la deuda neta los USD 7,4 MM, con una ratio Deuda neta/EBITDA⁽¹⁾ de 1,53x. El ratio proforma incluyendo los créditos con el Estado Nacional del año 2015 por Plan Gas y el Plan de incentivo a la producción de petróleo por USD 669 millones asciende a 1,39x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del primer trimestre de 2016 fue de 28,67%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,75%.

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 XLV	Ps 150 M	BADLAR + 4,00%	18 meses
Clase XLVI	Ps 1.350 M	BADLAR + 6,00%	60 meses
Clase XLVII	USD 1.000 M	8,500%	60 meses
Clase XLVIII (2T 2016)	USD 45,8 M	8,250%	48 meses
Clase XLIX (2T 2016)	Ps 534,9 M	BADLAR + 6,00%	48 meses

(1) Deuda Neta: 7.429 MUSD / EBITDA LTM: 4.855 MUSD = 1.53x

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 1° TRIMESTRE 2016

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

	1T 2015	4T 2015	1T 2016	Var.% 1T15 / 1T14
Ingresos Ordinarios	34.702	40.946	46.934	35,2%
Costos de Ventas	(26.076)	(32.781)	(40.131)	53,9%
Utilidad bruta	8.626	8.165	6.803	-21,1%
Gastos de comercialización	(2.592)	(3.034)	(3.045)	17,5%
Gastos de administración	(1.198)	(1.729)	(1.486)	24,0%
Gastos de exploración	(191)	(713)	(454)	137,7%
Otros resultados operativos, netos	(176)	(1.779)	(200)	13,6%
Utilidad operativa	4.469	910	1.618	-63,8%
Resultado de las inversiones en sociedades	(38)	266	97	-355,3%
Resultados financieros netos:	(385)	14.166	4.018	-1143,6%
Utilidad neta antes de imp. a las ganancias	4.046	15.342	5.733	41,7%
Impuesto a las ganancias	(1.937)	(17.207)	(4.878)	151,8%
Utilidad neta del período	2.109	(1.865)	855	-59,5%
Utilidad neta atribuible al interes no controlante	(18)	(170)	(141)	
Utilidad neta del período atribuible al accionista de la controlante	2.127	(1.695)	996	-53,2%
Utilidad neta por acción básico y diluida	5,42	(4,32)	2,54	-53,1%
Otros Resultados integrales	2.431	35.529	15.407	533,8%
Resultado integral total del periodo	4.540	33.664	16.262	258,2%
EBITDA (*)	10.209	11.589	12.493	22,4%

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

(*) 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>31/12/2015</u>	<u>31/03/2016</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	7.279	8.258
Bienes de uso	270.905	307.964
Inversiones en sociedades	4.372	4.839
Activos por impuesto diferido	954	736
Otros créditos y anticipos	2.501	2.582
Créditos por ventas	469	378
Total del activo no corriente	<u>286.480</u>	<u>324.757</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	19.258	20.555
Otros créditos y anticipos	19.413	14.888
Créditos por ventas	22.111	30.756
Inversiones en Activos Financieros	804	1.134
Efectivo y equivalentes de efectivo	15.387	26.163
Total del activo corriente	<u>76.973</u>	<u>93.496</u>
Total del activo	<u>363.453</u>	<u>418.253</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.349	10.389
Reservas y resultados no asignados	110.064	126.467
Interés no controlante	48	(93)
Total Patrimonio Neto	<u>120.461</u>	<u>136.763</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	39.623	45.014
Pasivos por impuesto diferido	44.812	49.399
Otras cargas fiscales	207	185
Préstamos	77.934	104.086
Cuentas por pagar	625	633
Total del pasivo no corriente	<u>163.201</u>	<u>199.317</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	2.009	2.127
Impuesto a las ganancias a pagar	1.487	1.587
Otras cargas fiscales	6.047	5.309
Remuneraciones y cargas sociales	2.452	2.033
Prestamos	27.817	30.912
Cuentas por pagar	39.979	40.205
Total del pasivo corriente	<u>79.791</u>	<u>82.173</u>
Total del pasivo	<u>242.992</u>	<u>281.490</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>363.453</u>	<u>418.253</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 2015	1T 2016
Flujos de Efectivo de las operaciones		
Utilidad neta consolidado del periodo	2.109	855
Resultados de las inversiones en sociedades	38	(97)
Depreciación de bienes de uso	5.564	10.534
Amortización de activos intangibles	69	153
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	592	1.183
Cargo por impuesto a las ganancias	1.937	4.878
Aumento neto de provisiones	903	1.092
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	485	(4.666)
Plan de beneficios en acciones	27	40
Seguros devengados	(511)	-
Cambios en activos y pasivos:		
Créditos por ventas	388	(7.966)
Otros créditos y anticipos	(548)	4.518
Bienes de cambio	266	1.089
Cuentas por pagar	1.015	878
Otras cargas fiscales	1.111	(760)
Remuneraciones y cargas sociales	(479)	(419)
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(393)	(354)
Dividendos cobrados	150	-
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	-	607
Pagos de impuesto a las ganancias	(792)	(740)
Flujos de Efectivo de las Operaciones	11.931	10.825
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Pagos por inversiones:		
Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(15.628)	(17.303)
Aportes y adquisiciones en inversiones en sociedades y UTEs	(2)	-
Inversiones en activos financieros	-	(13)
Cobro de seguros por daño material	-	355
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(15.630)	(16.961)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
Pago de préstamos	(4.632)	(17.179)
Pago de intereses	(1.379)	(3.515)
Préstamos obtenidos	10.784	36.603
Aportes de interés no controlante	-	50
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	4.773	15.959
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	207	953
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	1.281	10.776
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	9.758	15.387
Efectivo y equivalentes al cierre del periodo	11.039	26.163
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	1.281	10.776
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
Caja y Bancos	9.893	22.927
Otros Activos Financieros	1.146	3.236
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	11.039	26.163

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 2016	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	5.897	40.500	537	0	46.934
Ingresos intersegmentos	23.433	433	1.661	-25.527	-
Ingresos ordinarios	29.330	40.933	2.198	-25.527	46.934
Utilidad operativa	4.441	-794	-526	-1.503	1.618
Resultado de inversiones en sociedades	0	97	0	0	97
Depreciación de bienes de uso	9.096	1.290	148	0	10.534
Inversión de bienes de uso	12.255	2.091	395	0	14.741
Activos	242.076	139.059	38.849	-1.731	418.253

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

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

<i>Millones de USD</i>	2015	2015	2016	Var
	1T	4T	1T	1T 16 / 1T 15
ESTADO DE RESULTADOS				
Ingresos Ordinarios	4.016	4.044	3.251	-19,1%
Costos de Ventas	-3.018	-3.238	-2.780	-7,9%
Utilidad bruta	998	807	471	-52,8%
Gastos de comercialización	-300	-300	-211	-29,7%
Gastos de administración	-139	-171	-103	-25,8%
Gastos de exploración	-22	-70	-31	42,3%
Otros gastos	-20	-176	-14	-32,0%
Utilidad operativa	517	90	112	-78,3%
Depreciaciones + deterioro del valor de bienes de uso y activos intangibles	644	1.013	730	13,3%
Amortización de activos intangibles	8	10	11	32,7%
Perforaciones exploratorias improductivas	12	32	13	5,2%
EBITDA	1.182	1.145	865	-26,8%
UPSTREAM				
Ventas netas	2.150	2.140	2.032	-5,5%
Utilidad operativa	262	56	308	17,6%
Amortizaciones	554	655	630	13,7%
Inversiones	1.239	1.430	849	-31,5%
DOWNSTREAM				
Ventas netas	3.690	3.622	2.835	-23,2%
Utilidad operativa	173	-43	-55	-131,8%
Amortizaciones	80	91	89	11,4%
Inversiones	166	305	145	-12,9%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS				
Utilidad operativa	-63	-125	-36	-42,6%
Inversiones	25	137	27	10,5%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN				
Utilidad operativa	146	196	-104	-171,2%
Tipo de cambio promedio del periodo	8,64	10,12	14,44	

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	2015					2016
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2015	1T
Producción							
Producción de crudo	Kbbl	22.252	22.736	22.934	23.218	91.139	22.656
Producción de NGL	Kbbl	5.448	3.522	4.015	4.958	17.944	5.124
Producción de gas	Mm3	3.950	4.063	4.080	4.032	16.124	4.008
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	52.541	51.808	52.611	53.532	210.492	52.986
Henry Hub	US\$/mbtu	2,98	2,64	2,77	2,27	2,66	2,09
Brent	US\$/bbl	53,92	61,69	50,23	43,57	52,35	33,70
Ventas							
Ventas de productos refinados							
Mercado interno							
Motonaftas	Km3	1.246	1.171	1.208	1.269	4.894	1.283
Gasoil	Km3	1.906	2.169	2.040	2.019	8.134	1.855
JP1 y Kerosene	Km3	125	108	130	131	494	130
Fuel Oil	Km3	348	396	378	313	1.436	354
LPG	Km3	176	212	238	162	788	153
Otros (*)	Km3	304	343	314	323	1.283	261
Total mercado interno	Km3	4.104	4.399	4.308	4.218	17.029	4.035
Exportación							
Nafta Virgen	Km3	18	12	7	19	56	0
JP1 y Kerosene	Km3	122	127	130	132	511	121
LPG	Km3	149	52	42	94	337	117
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	153	115	130	134	532	149
Otros (**)	Km3	7	10	4	4	25	105
Total Exportación	Km3	449	316	314	382	1.461	493
Total ventas productos refinados	Km3	4.553	4.715	4.622	4.600	18.490	4.528
Ventas de productos químicos							
Mercado interno							
Fertilizantes	Ktn	21	34	45	108	208	24
Metanol	Ktn	49	61	75	64	249	55
Otros	Ktn	130	164	143	129	566	133
Total mercado interno	Ktn	200	259	263	301	1.023	212
Exportación							
Metanol	Ktn	41	36	54	20	151	2
Otros	Ktn	28	50	33	39	150	25
Total exportación	Ktn	69	86	87	59	301	27
Total ventas productos químicos	Ktn	269	345	350	360	1.324	239
Ventas de otros productos							
Granos, harinas y aceites							
Mercado interno	Ktn	30	31	13	15	89	9
Exportación	Ktn	155	418	358	208	1.139	169
Total granos, harinas y aceites	Ktn	185	449	371	223	1.228	178
Principales volúmenes importados							
Naftas y Jet Fuel	Km3	20	22	43	36	120	50
Gasoil	Km3	196	343	346	289	1.174	145

(*) 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 descritos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descritos en el Ítem 3 titulada “Key information– Risk Factors” y el Ítem 5 titulada “Operating and Financial Review and Prospects” del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2015, 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