

YPF S.A.

Resultados Consolidados

1T 2017

INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE 2017	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2017	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2017.....	8
3.1 UPSTREAM	8
3.2 DOWNSTREAM	11
3.3 GAS Y ENERGÍA	14
3.4 ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS	15
3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS	15
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL.....	15
5. TABLAS Y NOTAS	17
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	18
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	19
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	20
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DEL NEGOCIO	21
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES.....	22
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS	23

El EBITDA del primer trimestre de 2017 alcanzó los Ps 16,8 MM un 34,7% superior al primer trimestre 2016.

(Cifras no auditadas)	1T 2016	4T 2016	1T 2017	Var.% 1T17 /1T16
Ingresos (Ps M)	46.934	54.558	57.003	21,5%
Resultado operativo (Ps M)	1.618	3.396	4.511	178,8%
Resultado operativo antes de deterioro de activos (Ps M)	1.618	2.151	4.511	178,8%
Resultado neto (Ps M)	855	1.775	192	-77,5%
Resultado neto antes de deterioro de activos (Ps M)	855	966	192	-77,5%
EBITDA (Ps M)	12.493	13.933	16.826	34,7%
Resultado neto por acción (Ps /acción)	2,54	4,35	0,06	-97,5%
Inversiones (*) (Ps M)	14.741	18.569	11.950	-18,9%

EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de Bienes de Uso + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones Exploratorias Improductivas + Deterioro de propiedades, planta y equipo.

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

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2017

- Los ingresos ordinarios en el primer trimestre de 2017 ascendieron a Ps 57,0 MM, un 21,5% superiores al primer trimestre de 2016.
- La utilidad operativa del presente trimestre fue de Ps 4,5 MM, lo que representa un incremento del 178,8% respecto del mismo período del año anterior.
- El resultado neto del primer trimestre fue una ganancia de Ps 0,2 MM, comparado con los Ps 0,9 MM positivos reportados en el primer trimestre de 2016.
- En el primer trimestre del año, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 573,5 Kbped, siendo un 1,5% inferior a la del mismo periodo 2016. La producción de crudo disminuyó un 6,0% totalizando 234,0 Kbbl, mientras que la producción de gas natural alcanzó los 45,3 Mm3d siendo un 2,8% superior a la del mismo periodo 2016. Por su parte la producción de NGL disminuyó un 2,9% alcanzando los 54,7 Kbbl.
- En el negocio del Downstream, en el primer trimestre de 2017, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 91,2%, un 1,0% inferior al mismo trimestre del año pasado.

- Las inversiones en propiedad, planta y equipo del primer trimestre del año fueron Ps 12,0 MM, reflejando una disminución del 18,9% respecto de los Ps 14,7 MM invertidos durante el primer trimestre del año 2016.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2017

Los ingresos correspondientes al primer trimestre de 2017 fueron de Ps 57,0 MM, lo que representa un aumento del 21,5% en comparación con el mismo período de 2016. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la compañía antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de naftas aumentaron Ps 3,3 MM o 30,5%, debido a un incremento del 29,1% en el precio promedio para el mix de naftas, parcialmente compensado por una disminución en los volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,1%, reflejando sin embargo un incremento del 9,8% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 3,1 MM o 20,7%, debido a un incremento del 25,0% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 3,4%, reflejando sin embargo un incremento del 15,8% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 1,3 MM o 13,8% como consecuencia de un incremento en el precio promedio del 6,5% en pesos, principalmente debido no sólo a los mayores precios a terceros sino también a la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental, como así también debido a un leve incremento del 0,7% en los volúmenes de venta;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 0,8 MM, un 99,9%. Este incremento se explica principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas, la cual registró un incremento del 6,4% en los volúmenes despachados y un mayor precio promedio de 69,9%, totalizando un incremento de sus ventas de Ps 0,7 MM, u 80,7%. El incremento restante se explica por el GNC vendido en las estaciones de servicios de la red propia de la compañía, cuyo precio se incrementó en un 91% en el primer trimestre 2017 comparado con el mismo periodo 2016, sin haber mostrado variaciones significativas en los volúmenes vendidos.
- Las ventas de asfaltos en el mercado interno se incrementaron en Ps 0,4 MM, o 237,3%, debido a un aumento en los volúmenes comercializados del 193,9% y a un incremento en el precio promedio de aproximadamente 14,8%;
- Las ventas de fuel oil en el mercado local disminuyeron en Ps 1,4 MM, o un 49,5%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 37,8% y a una disminución en el precio promedio de aproximadamente 18,8%;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps 1,3 MM, o 40,4%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de Jet Fuel en un 63,7% y de GLP en un 46,2%, en ambos casos debido a un incremento en los precios promedio de venta medido

en pesos, así como también las mayores exportaciones en volúmenes y precios de los productos Petroquímicos, en un 79,2%, y de nafta virgen, que no había registrado volúmenes exportados en el primer trimestre de 2016.

El costo de ventas en el primer trimestre de 2017 fue de Ps 45,8 MM, un 14,1% superior al del primer trimestre de 2016, incluyendo incrementos en los costos de producción del 14,4% y en las compras del 24,8%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 18,8%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

a) Costos de producción

- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) por aproximadamente Ps 1,4 MM, o 16,6%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 19,3%;
- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en aproximadamente Ps 1,2 MM, lo que representa un aumento del 11,7%, debido fundamentalmente a las inversiones en activos y a la apreciación de los mismos entre ambos períodos 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 0,5 MM, o 30,9%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 33,7%;
- Mayores costos de transporte por Ps 0,4 MM, o 23,2%, principalmente debido a los incrementos en tarifas;
- Disminución neta de regalías por Ps 0,2 MM, o 4,5%, con una disminución de Ps 0,4 MM en las regalías sobre la producción de petróleo crudo, debido a la menor producción y a los menores precios en boca de pozo, y a un aumento de Ps 0,2 MM en las regalías de gas natural, por el mayor valor en boca de pozo de este producto y por los mayores volúmenes producidos.

b) Compras

- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,8 MM, o un 71,2%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 43,6% en el precio del bioetanol y un 39,8% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 19,7% y a un aumento en los volúmenes de FAME del 22,0%;
- Mayores importaciones de combustibles por Ps 0,3 MM, o 24,8% debido a un incremento de aproximadamente un 61% en los precios de importación de gas oil y jet fuel y a un

incremento de 12,6% en el volumen adquirido de gas oil, compensado parcialmente por la ausencia de importación de naftas en el presente período;

- Mayor recepción de granos a través de la modalidad de Canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras, por Ps 91 millones, o un 18,8%, debido a un aumento en los volúmenes adquiridos del 18,6% sin variaciones significativas en el precio promedio;
- Disminución de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 0,1 MM, o un 2,8%, debido a una disminución en el precio promedio de compra en pesos del 11,3%, relacionado con el sendero de precios del crudo en el mercado interno acordado entre productores y refinadores para 2017, compensado parcialmente por un incremento de los volúmenes adquiridos del 9,5%;

Los gastos de administración correspondientes al primer trimestre de 2017 ascendieron a Ps 1,8 MM, presentando un aumento del 20,5% fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas.

Los gastos de comercialización en el primer trimestre de 2017 ascendieron a Ps 3,9 MM, presentando un incremento del 27,7%. Se registraron mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, así como también por mayores gastos de personal, mayores cargos por depreciaciones de propiedades, planta y equipo y en las actividades publicitarias y promocionales y mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,6 MM en el primer trimestre de 2017, resultando superiores en un 30,6% a los registrados en el primer trimestre de 2016.

Los Otros resultados operativos, netos, correspondientes al primer trimestre de 2017 fueron una pérdida de Ps 0,4 MM, representando una variación de 112,0% comparado con la pérdida de Ps 0,2 MM del mismo período de 2016. Este aumento se corresponde principalmente con mayores actualizaciones de contingencias judiciales registradas en el presente período.

Los resultados financieros correspondientes al primer trimestre de 2017 fueron negativos en Ps 7,2 MM en comparación con la ganancia de Ps 4,0 MM correspondientes al mismo trimestre de 2016. En este orden, se registró una diferencia de cambio negativa sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 2,8 MM, debido a la apreciación del peso observada durante el primer trimestre de 2017, mientras que se había registrado una diferencia de cambio positiva de Ps 8,1 MM por este mismo concepto en el mismo período de 2016, como consecuencia de la devaluación del peso observada en ese período. A su vez, se registraron mayores intereses negativos y otros resultados financieros por Ps 0,3 MM, producto de un mayor endeudamiento promedio durante el presente trimestre del año 2017 comparado con el mismo período de 2016, compensado parcialmente por menores tasas de interés vigentes sobre el endeudamiento en pesos.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al primer trimestre de 2017 fue una ganancia de Ps 2,8 MM, en comparación con el cargo negativo de Ps 4,9 MM correspondiente al primer trimestre de 2016. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el menor impuesto diferido por Ps 7,6 MM, y en menor medida una disminución de Ps 0,1 MM en el monto de impuesto corriente. El menor cargo por impuesto diferido obedece principalmente a la menor diferencia generada por la revaluación de los valores contables respecto de los valores impositivos de las propiedades, planta y equipo que se mantienen en pesos históricos para ser deducidos fiscalmente a medida que se deprecian, teniendo en cuenta la moneda funcional de la compañía y la apreciación del peso registrada en el primer trimestre del año 2017 con respecto a la devaluación observada durante el mismo período de 2016.

El Resultado neto del 1T 2017 fue una ganancia de Ps 0,2 MM comparado con la ganancia de Ps 0,9 MM del 1T 2016, lo cual representa una disminución de 77,5%.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del trimestre alcanzaron los Ps 12,0 MM siendo inferiores en un 18,9% a las inversiones en realizadas durante el primer trimestre de 2016.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2017

3.1 UPSTREAM

(Cifras no auditadas)	1T 2016	4T 2016	1T 2017	Var.% 1T17 /1T16
Resultado operativo (Ps M)	4.441	2.135	899	-79,8%
Resultado operativo antes de deterioro de activos (Ps M)	4.441	890	899	-79,8%
Ventas netas (Ps M)	29.330	28.878	27.777	-5,3%
Producción crudo (Kbbld)	249,0	239,7	234,0	-6,0%
Producción NGL (Kbbld)	56,3	54,2	54,7	-2,9%
Producción gas (Mm3d)	44,0	44,6	45,3	2,8%
Producción total (Kbped)	582,3	574,1	573,5	-1,5%
Gastos de exploración (Ps M)	454	1.651	593	30,6%
Inversiones (*) (Ps M)	12.255	13.824	9.448	-22,9%
Depreciaciones (Ps M)	9.096	8.330	9.935	9,2%
Precios de Realización				
Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	61,9	53,3	53,0	-14,4%
Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	4,71	4,79	4,96	5,3%

El resultado operativo del Upstream, ascendió a Ps 0,9 MM, un 79,8% inferior a la del 1T 2016.

En el primer trimestre de 2017, los ingresos del segmento disminuyeron un 5,3% en relación al mismo periodo de 2016, alcanzando los Ps 27,7 MM. Esta disminución se produce debido a los siguientes factores:

- Las ventas como productores de gas natural a terceros se incrementaron en Ps 1,3 MM (+13,8%) debido a un incremento del precio promedio de venta a terceros medido en pesos de 6,5% mientras que el volumen comercializado reportó un leve incremento del 0,7%.
- Las ventas de petróleo crudo disminuyeron en Ps 2,7 MM (-13,7%) debido a una disminución del precio de transferencia entre segmentos medido en pesos del 5,2%, mientras que los volúmenes

transferidos entre segmentos se disminuyeron un 6,8% y aquellos vendidos a terceros disminuyeron un 64,0%.

- El precio promedio de realización del crudo expresado en dólares en el mercado local en el primer trimestre del año 2017 disminuyó un 14,4% hasta los 53,0 USD/bbl, producto del acuerdo de precios alcanzado por productores y refinadores previamente mencionado. En cuanto al gas natural, el precio de realización promedio fue de 4,96 USD/Mmbtu, un 5,3% superior al del mismo trimestre de 2016.

Durante el primer trimestre del año la producción total de hidrocarburos alcanzó los 573,5 Kbped, siendo un 1,5% inferior a la del mismo periodo 2016. La producción de crudo disminuyó un 6,0% totalizando 234,0 Kbbld, mientras que la producción de gas natural alcanzó los 45,3 Mm3d siendo un 2,8% superior a la del mismo periodo 2016. Por su parte la producción de NGL disminuyó un 2,9% alcanzando los 54,7 Kbbld.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el primer trimestre del año se han puesto en producción un total de 96 pozos nuevos, incluyendo los pozos de no convencional y tight mencionados posteriormente.

Durante el primer trimestre de 2017, en las áreas de shale la producción neta para YPF alcanzó un total de 34,3 Kbped de hidrocarburos, compuestos por 16,0 Kbbld de crudo, 5,9 Kbbld de NGL y 2,0 Mm3d de gas natural. En cuanto a la actividad de desarrollo, se han puesto en producción 14 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total, al cierre del primer trimestre 2017, de aproximadamente 555 pozos contando con un total de 8 equipos activos de perforación y 9 de workover.

En cuanto al desarrollo de tight gas, la producción neta ascendió en el primer trimestre de 2017 a 13,1 Mm3d, de los cuales el 86,6% proviene de áreas operadas por YPF. En cuanto a la actividad se pusieron en producción 13 nuevos pozos, 9 en Aguada Toledo-Sierra Barrosa, 2 en Rincón del Mangrullo y 2 en Estación Fernandez Oro.

En materia de los costos operativos totales se observó en el primer trimestre de 2017 un incremento del 8,5%, alcanzando los Ps 26,3 MM. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 1,4 MM, o 16,6%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 19,3%;
- Incremento en las depreciaciones de propiedad, planta y equipo por aproximadamente Ps 0,8 MM, lo que representa un aumento del 9,2%;
- Disminución neta de regalías por Ps 0,2 MM, o 4,5%, con una disminución de Ps 0,4 MM en las regalías sobre la producción de petróleo crudo, debido a la menor producción y a los menores precios en boca de pozo, y a un aumento de Ps 0,2 MM en las regalías de gas natural, por el mayor valor en boca de pozo de este producto y por los mayores volúmenes producidos.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,6 MM en el primer trimestre de 2017, presentando un incremento del 30,6% comparado a los Ps 0,5 MM registrados en el primer trimestre de 2016. Por una parte, se registraron mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre de 2017 versus similar período del año 2016 por un monto diferencial de Ps 0,2 MM. Adicionalmente, las erogaciones por gastos para el desarrollo de estudios geológicos y geofísicos disminuyeron en Ps 34 millones entre ambos períodos. Sin embargo, la inversión exploratoria total se incrementó Ps 0,5 MM, o 163,5%, comparado con el mismo trimestre del año anterior.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al primer trimestre de 2016, los costos erogables unitarios en dólares aumentaron un 5,3%, de 19,5 USD/bpe en el 1T 2016 a 20,6 USD/bpe en el 1T 2017 (incluyendo tributos por 6,1 USD/bpe y 5,6 USD/bpe respectivamente). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 12,2 USD/bpe, un 10,1% superior a los 11,1 USD/Bpe del 1T 2016.

Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron Ps 9,4 MM en el primer trimestre de 2017, siendo inferiores a los Ps 12,3 MM del mismo período de 2016 en un 22,9%.

En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que el 62% fueron destinadas a perforación y workover, el 24% a instalaciones, y el 14% restante a exploración y otras actividades de Upstream.

En la cuenca Neuquina la actividad del primer trimestre de 2017 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), EFO y Chachahuen. Adicionalmente se inició actividad en Río Neuquén y Piloto La Ribera. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques Barrancas, La Ventana, Mesa Verde, Ugarteche. En el Golfo San Jorge, la mayor actividad estuvo centrada en Barranca Baya, Seco León, Cañadón Yatel, Los Perales dentro de la provincia de Santa Cruz y Manantiales Behr en la provincia de Chubut.

En lo que concierne a la actividad exploratoria, el primer trimestre del 2017 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Austral. La actividad exploratoria en la cuenca Neuquina se enfocó en los bloques Cerro Arena, Señal Picada - Punta Barda, Loma La Lata, Estación Fernandez Oro, Paso de las Bardas y Chachahuen. En la Cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en la evaluación de objetivos profundos en Los Perales y Cañadón de la Escondida. En la cuenca austral se realizó actividad exploratoria en los bloques Fracción "E" y Lago Fuego.

Durante el primer trimestre del año se han finalizado 11 pozos exploratorios (5 de petróleo y 6 de gas).

3.2 DOWNSTREAM

(Cifras no auditadas)	1T 2016	4T 2016	1T 2017	Var.% 1T17/1T16
Resultado operativo (Ps M)	-798	520	4.364	646,9%
Ventas netas (Ps M)	35.960	43.064	44.179	22,9%
Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	4.037	4.043	3.952	-2,1%
Exportación productos refinados (Km3)	493	498	419	-14,9%
Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	188	229	173	-8,0%
Exportación de productos químicos (Ktn)	27	53	44	63,0%
Crudo procesado (Kbped)	294	299	291	-1,0%
Utilización de las refinerías (%)	92%	94%	91%	-1,0%
Inversiones (Ps M)	1.634	3.323	1.279	-21,7%
Depreciaciones (Ps M)	1.202	1.712	1.569	30,5%
Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	564	627	667	18,4%
Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	559	602	644	15,1%

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

(**) Incluye Ingresos Brutos y neto de bonificaciones, comisiones y otros impuestos

El segmento del Downstream en el 1T de 2017 registró un resultado operativo de Ps 4,4 MM frente a la pérdida operativa de Ps 0,8 MM reportada en el 1T 2016.

Las ventas netas crecieron un 22,9% en relación al primer trimestre del año 2017, alcanzando los Ps 44,2 MM. Se destacan:

- Las ventas de naftas aumentaron Ps 3,3 MM, o 30,5%, gracias a un incremento del 29,1% en el precio promedio para el mix de naftas y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,1%, reflejando sin embargo un incremento del 9,8% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 3,1 MM, o 20,7%, debido a un incremento del 25,0% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por una disminución

en los volúmenes comercializados totales del 3,4%, destacándose sin embargo un incremento del 15,8% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil Premium);

- Las ventas de asfaltos en el mercado interno se incrementaron en Ps 0,4 MM, o 237,3%, debido a un aumento en los volúmenes comercializados del 193,9% y a un incremento en el precio promedio de aproximadamente 14,8%;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado local, se registraron mayores ingresos por Ps 0,3 MM, o 34,8%, debido a un incremento del 46,8% en el precio de venta medido en pesos, parcialmente compensado por una disminución del 8,2% en los volúmenes comercializados;
- Las ventas de fuel oil en el mercado local disminuyeron en Ps 1,4 MM, o un 49,5%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados de 37,8%, parcialmente compensado con un incremento en el precio promedio de venta de 18,8%;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps 1,3 MM, o 40,8%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de Jet Fuel en un 63,7% y de GLP en un 46,2%, en ambos casos debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos, así como también las mayores exportaciones en volúmenes y precios de los productos Petroquímicos, en un 79,2%, y de nafta virgen, que no había registrado volúmenes exportados en el primer trimestre de 2016.

En el primer trimestre de 2017 los costos y gastos operativos se incrementaron un 8,3%, o Ps 3,1 MM, en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan:

- Disminución en las compras de petróleo crudo por Ps 2,3 MM, o 10,3%, debido principalmente a la baja del 6,2% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, relacionado con el sendero de precios del crudo en el mercado interno, acordado entre productores y refinadores para 2017, y debido a menores volúmenes comprados. El volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 6,8%, y el volumen comprado a terceros tuvo un incremento de 9,5%;
- Mayores compras netas de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,8 MM, o un 71,2%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 43,6% en el precio del bioetanol y un 39,8% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 19,7% y a un aumento en los volúmenes de FAME del 22,0%;
- Mayores importaciones de combustibles por Ps 0,3 MM, o 24,8% debido a un incremento de aproximadamente un 61% en los precios de importación de gas oil y jet fuel y a un incremento de 12,6% en el volumen adquirido de gas oil, compensado parcialmente por la ausencia de importación de naftas en el presente período;
- Mayor recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, por Ps 91 millones, o 18,8%, las cuales se registran contablemente como compras;

- En relación a los costos de producción, se observa durante el primer trimestre de 2017 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,5 MM, o 30,9%. Dichos incrementos están fundamentalmente motivados por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo el menor nivel de procesamiento en refinerías, el costo de refinación unitario aumentó en el primer trimestre de 2017 en un 33,7% en comparación con el mismo período de 2017. A su vez, los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan una suba del 27,1%, con un impacto incremental de Ps 0,3 MM;
- Mayores depreciaciones de propiedad planta y equipo correspondientes al proceso productivo por aproximadamente Ps 0,4 MM, lo que representa un incremento del 36,5%; motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior (se destaca la puesta en funcionamiento de la nueva unidad de Coque en la refinería La Plata a partir del cuarto trimestre de 2016), y debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad;
- Se registraron mayores gastos de comercialización por Ps 0,8 MM, o 27,4%, motivado fundamentalmente por mayores costos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en los precios de combustibles en el mercado interno, por el incremento de las actividades publicitarias y promocionales y por los mayores cargos de impuestos a los débitos y créditos bancarios.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 291 Kbbld, un 1,0% inferior al del primer trimestre del 2016. Con estos menores niveles de procesamiento, se obtuvo una menor producción de Gas Oil (-3,1%), de Naftas (-5,6%) y de Fuel Oil (-31,2%), mientras que se incrementó la producción de otros refinados como jet fuel, nafta petroquímica y carbón de petróleo, todo ello en comparación con las producciones del primer trimestre del año anterior.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del primer trimestre del 2017 alcanzaron los Ps 1,3 MM, siendo inferiores en un 21,7% a las del mismo período del 2016.

Continúa el avance en la ejecución de los proyectos de revamping de Topping III en Mendoza cuya puesta en producción se estima para la segunda mitad de 2017 y de mejoras en instalaciones logísticas y desempeño en aspectos de seguridad y medio ambiente.

3.3 GAS Y ENERGÍA

(Cifras no auditadas)	1T 2016	4T 2016	1T 2017	Var.% 1T17 /1T16
Resultado operativo (Ps M)	4	825	558	13850%
Ventas netas (Ps M)	5.456	9.104	13.745	151,9%
Inversiones (Ps M)	457	877	943	106,3%
Depreciaciones (Ps M)	88	73	65	-26,1%

En sus Estados Financieros anuales de 2016, el Grupo comenzó a reportar su segmento de negocios de Gas y Energía, el cual comprende las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural a terceros, servicios de regasificación de gas natural licuado (GNL) y generación de electricidad.

La ganancia operativa de este segmento correspondiente al primer trimestre de 2017 fue de Ps 0,6 MM, frente a los Ps 4 millones de utilidad operativa durante el mismo período de 2016. Dicho incremento se debe principalmente a los mejores resultados en pesos obtenidos por los servicios de regasificación de GNL en Bahía Blanca y Escobar, cuyas tarifas están fijadas en dólares, y a la paulatina recomposición de tarifas obtenida por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., la cual registró una utilidad operativa de Ps 90 millones en el primer trimestre de 2017, frente a una pérdida operativa de Ps 218 millones en el mismo período de 2016. También se registraron mejores resultados operativos provenientes de nuestra compañía controlada YPF Energía Eléctrica S.A. atribuibles a este segmento en Ps 53 millones, o 46,4%.

Inversiones

Las inversiones Gas y Energía del primer trimestre 2017 ascendieron a Ps 0,9 MM, siendo un 106,3% superior a las del primer trimestre 2016.

En el trimestre, se destacó el avance en las obra de construcción de las nuevas plantas termoeléctricas Loma Campana I y Este ubicadas en el yacimiento del mismo nombre, las nuevas centrales termoeléctrica Y-GEN e Y-GEN II en Loma Campana Pcia de Neuquen y El Bracho, provincia de Tucumán. En el mismo sentido se destaca el avance del parque eólico Manantiales Behr en Comodoro Rivadavia. Los proyectos de YGEN e YGEN II son el resultado de una asociación con General Electric.

Se estima que Loma Campana I, Loma Campana Este e YGEN entraran en producción en la segunda mitad de 2017, YGEN II en la primera mitad del 2018. En lo referente al parque eólico entrará en servicio a fines de 2017 y mediados del 2018 en forma gradual.

3.4 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 fue una pérdida de Ps 1,0 MM en comparación con la pérdida operativa de Ps 0,5 MM del mismo periodo del año anterior. Esta variación está relacionada principalmente con los incrementos en los gastos de personal y con los mayores cargos por licencias informáticas y actualizaciones de contingencias judiciales.

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 0,3 MM en el primer trimestre de 2017. Estos ajustes habían tenido una magnitud también negativa de Ps 1,5 MM en el primer trimestre de 2016. En ambos períodos se produjo una ampliación en la brecha entre los precios de transferencia entre negocios y el costo de reposición de los bienes de cambio de la compañía.

3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas en el primer trimestre del año mostró un resultado positivo de Ps 22 millones, habiendo sido el resultado obtenido en el primer trimestre del año anterior positivo en Ps 97 millones. Dicha variación surge principalmente por los menores resultados obtenidos por Profertil, Central Dock Sud y Refinor, los cuales no han podido ser compensados con mejores los mejores resultados obtenidos por Compañía Mega.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el primer trimestre del año 2017, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 24,7 MM, un 127,7% superior a la del mismo período del año anterior. Este incremento de Ps 13,8 MM tuvo lugar gracias a un aumento del EBITDA de Ps 4,3 MM, a una reducción en el capital de trabajo en el trimestre y a un menor monto de pagos por impuesto a las ganancias por Ps 0,5 MM. Entre los principales motivos que contribuyen a dicha disminución del capital de trabajo cabe mencionar la cobranza de créditos adeudados a la compañía, entre ellos, los derivados del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural durante el presente trimestre y en comparación con el primer trimestre de 2016 cuando no se habían percibido cobranzas provenientes de este programa.

El flujo de efectivo de las actividades de inversión alcanzó un total de Ps 14,8 MM durante el primer trimestre del año 2017, un 12,5% menor al del mismo período del año anterior. Las inversiones en activos fijos e intangibles totalizaron Ps 14,6 MM en el primer trimestre de 2017 y fueron inferiores en un 15,8% a las del mismo período del año anterior. A su vez, en el primer trimestre de 2016 se habían cobrado Ps 0,4 MM de seguro por daño material, vinculado al siniestro sufrido por nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero (Mendoza) en marzo de 2014.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el primer trimestre de 2017 la compañía tuvo una disminución neta de fondos de Ps 9,0 MM, a diferencia del incremento neto de Ps 16,0 MM obtenido en el mismo período de 2016. Esta diferencia fue generada por una menor toma y refinanciación de vencimientos de deuda por Ps 23,0 MM y por un mayor pago de intereses por Ps 1,9 MM.

La generación de recursos previamente explicada, sumada a la inversión realizada por la compañía en bonos soberanos y aquellos recibidos oportunamente por los cobros adeudados del Plan Gas del año 2015, que aún se conservan en cartera, deviene en una posición de efectivo y equivalentes de Ps 26,3 MM⁽¹⁾ al 31 de marzo de 2017.

La deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 9,5 MM, y la deuda neta los USD 7,8 MM⁽¹⁾, con una ratio Deuda neta/EBITDA⁽²⁾ de 1,87x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del primer trimestre de 2017 fue de 23,95%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,81%.

(1) Deuda Neta: Incluye inversiones en activos financieros (títulos públicos) por USD 968 millones a valor de mercado

(2) Deuda Neta: 7.824 MUSD / EBITDA LTM: 4.173 MUSD = 1.87x

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 1° TRIMESTRE 2017

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

	1T 2016	4T 2016	1T 2017	Var.% 1T17 / 1T16
Ingresos	46.934	54.558	57.003	21,5%
Costos	(40.131)	(46.326)	(45.798)	14,1%
Resultado bruto	6.803	8.232	11.205	64,7%
Gastos de comercialización	(3.045)	(4.534)	(3.887)	27,7%
Gastos de administración	(1.486)	(1.868)	(1.790)	20,5%
Gastos de exploración	(454)	(1.651)	(593)	30,6%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	1.245	-	
Otros resultados operativos, netos	(200)	1.972	(424)	112,0%
Resultado operativo	1.618	3.396	4.511	178,8%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	97	215	22	-77,3%
Ingresos financieros	9.121	4.167	1.612	-82,3%
Costos financieros	(5.480)	(6.710)	(8.848)	61,5%
Otros resultados financieros	377	330	75	-80,1%
Resultados financieros netos	4.018	(2.213)	(7.161)	-278,2%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	5.733	1.398	(2.628)	-145,8%
Impuesto a las ganancias	(4.878)	377	2.820	-157,8%
Resultado neto del ejercicio	855	1.775	192	-77,5%
Resultado neto atribuible al interés no controlante	(141)	54	167	
Resultado neto atribuible al accionista de la controlante	996	1.721	25	-97,5%
Resultado neto por acción básico y diluida	2,54	4,35	0,06	-97,5%
Otros resultados integrales	15.407	4.850	(3.643)	-123,6%
Resultado integral total del periodo	16.262	6.625	(3.451)	-121,2%
EBITDA (*)	12.493	13.933	16.826	34,7%

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

(*) EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de bienes de uso + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas + Deterioro de propiedades, planta y equipo

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

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/03/2017</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	8.114	8.045
Propiedades, planta y equipo	308.014	297.613
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	5.488	5.591
Activos por impuesto diferido, netos	564	362
Otros créditos	3.909	1.887
Créditos por ventas	87	128
Inversiones en activos financieros	7.737	7.315
Total del activo no corriente	<u>333.913</u>	<u>320.941</u>
Activo Corriente		
Inventarios	21.820	21.032
Otros créditos	13.456	10.161
Créditos por ventas	33.645	31.919
Inversiones en activos financieros	7.548	7.532
Efectivo y equivalentes de efectivo	10.757	11.424
Total del activo corriente	<u>87.226</u>	<u>82.068</u>
Total del activo	<u>421.139</u>	<u>403.009</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.403	10.429
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	108.352	104.734
Interés no controlante	(94)	73
Total Patrimonio Neto	<u>118.661</u>	<u>115.236</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	47.358	50.317
Pasivos por impuesto diferido, netos	42.465	39.360
Cargas fiscales	98	262
Préstamos	127.568	123.532
Otros pasivos	336	319
Cuentas por pagar	2.187	1.747
Total del pasivo no corriente	<u>220.012</u>	<u>215.537</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	1.994	1.772
Impuesto a las ganancias a pagar	176	213
Cargas fiscales	4.440	6.391
Remuneraciones y cargas sociales	3.094	2.440
Préstamos	26.777	22.756
Otros pasivos	4.390	466
Cuentas por pagar	41.595	38.198
Total del pasivo corriente	<u>82.466</u>	<u>72.236</u>
Total del pasivo	<u>302.478</u>	<u>287.773</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>421.139</u>	<u>403.009</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 2016	4T 2016	1T 2017
Actividades operativas:			
Resultado neto	855	1.775	192
Resultados de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(97)	(215)	(22)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	10.534	10.341	11.764
Amortización de activos intangibles	153	206	181
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	1.183	2.190	869
Cargo por impuesto a las ganancias	4.878	(377)	(2.820)
Aumento neto de provisiones	1.092	2.248	1.671
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	(1.245)	-
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(4.666)	1.105	6.369
Plan de beneficios en acciones	40	45	26
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	(7.966)	(686)	1.894
Otros créditos	4.518	(1.728)	3.175
Inventarios	1.089	1.667	111
Cuentas por pagar	778	1.477	1.145
Cargas fiscales	(760)	(1.634)	2.119
Remuneraciones y cargas sociales	(419)	494	(651)
Otros pasivos	100	190	(950)
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(354)	(450)	(273)
Dividendos cobrados	-	(1)	95
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	607	-	-
Pagos de impuesto a las ganancias	(740)	(379)	(245)
Flujos de efectivo de las actividades operativas	10.825	15.023	24.650
Actividades de inversión:			
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(17.303)	(15.097)	(14.574)
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	(60)	(272)
Pagos por adquisición de activos financieros	(13)	(236)	(3)
Intereses cobrados de activos financieros	-	483	8
Cobro de seguros por daño material	355	-	-
Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(16.961)	(14.910)	(14.841)
Actividades de financiación:			
Pago de préstamos	(17.179)	(23.844)	(8.393)
Pago de intereses	(3.515)	(4.709)	(5.369)
Préstamos obtenidos	36.603	21.552	4.769
Aportes del interés no controlante	50	-	-
Flujos de efectivo de las actividades de financiación	15.959	(7.001)	(8.993)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	953	11	(149)
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	10.776	(6.877)	667
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	15.387	17.634	10.757
Efectivo y equivalentes al cierre del período	26.163	10.757	11.424
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	10.776	(6.877)	667
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO			
Caja y Bancos	22.927	7.922	5.620
Otros Activos Financieros	3.236	2.835	5.804
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	26.163	10.757	11.424

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 2017	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	155	12.755	43.978	714	-599	57.003
Ingresos intersegmentos	27.622	990	202	1.566	-30.380	0
Ingresos ordinarios	27.777	13.745	44.180	2.280	-30.979	57.003
Utilidad operativa	899	558	4.364	(1.006)	(304)	4.511
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	56	(34)	-	-	22
Depreciación de propiedades, planta y equipo	9.935	65	1.569	195	-	11.764
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	9.448	943	1.279	280	-	11.950
Activos	210.579	36.553	123.151	34.090	(1.364)	403.009

1T 2016	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	5.897	4.750	35.750	537	0	46.934
Ingresos intersegmentos	23.433	706	210	1.661	-26.010	-
Ingresos ordinarios	29.330	5.456	35.960	2.198	-26.010	46.934
Utilidad operativa	4.441	4	(798)	(526)	(1.503)	1.618
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	66	31	-	-	97
Depreciación de propiedades, planta y equipo	9.096	88	1.202	148	-	10.534
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	12.255	457	1.634	395	-	14.741
Activos al 31 de diciembre de 2016	236.173	25.866	125.536	34.739	(1.175)	421.139

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

<i>Millones de USD</i>	2016 1T	2016 4T	2017 1T	Var 1T 17 / 1T 16
ESTADO DE RESULTADOS				
Ingresos Ordinarios	3.251	3.542	3.647	12,2%
Costos de Ventas	-2.780	-3.008	-2.930	5,4%
Utilidad bruta	471	534	717	52,1%
Otros resultados operativos	-359	-314	-428	19,2%
Utilidad operativa	112	220	289	157,5%
Depreciaciones + deterioro del valor de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	730	591	753	3,2%
Amortización de activos intangibles	11	13	12	9,3%
Perforaciones exploratorias improductivas	13	80	24	81,8%
EBITDA	865	905	1.077	24,4%
UPSTREAM				
Ventas netas	2.032	1.875	1.777	-12,5%
Utilidad operativa	308	139	58	-81,3%
Amortizaciones	630	541	636	0,9%
Inversiones	849	897	604	-28,8%
EBITDA	951	679	717	-24,6%
DOWNSTREAM				
Ventas netas	2.491	2.796	2.827	13,5%
Utilidad operativa	-55	34	279	-605,1%
Amortizaciones	83	111	100	20,6%
Inversiones	113	216	82	-27,7%
EBITDA	28	145	380	1256,5%
GAS Y ENERGÍA				
Ventas netas	378	591	879	132,7%
Utilidad operativa	0	54	36	12785,3%
Amortizaciones	6	5	4	-31,8%
Inversiones	32	57	60	90,6%
EBITDA	6	58	40	525,5%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS				
Utilidad operativa	-141	-65	-84	-40,4%
Inversiones	27	35	18	-34,5%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN				
Utilidad operativa	-104	59	-19	-81,3%
Tipo de cambio promedio del periodo	14,44	15,40	15,63	

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. Los periodos acumulados corresponden a la suma de los resultados trimestrales.

5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2016					2017
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2016	1T
Producción							
Producción de crudo	Kbbl	22.656	22.102	22.735	22.051	89.544	21.058
Producción de NGL	Kbbl	5.124	4.512	4.608	4.987	19.230	4.923
Producción de gas	Mm3	4.008	4.074	4.127	4.099	16.308	4.076
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	52.986	52.237	53.299	52.816	211.338	51.618
Henry Hub	US\$/mbtu	2,09	1,95	2,81	2,98	2,46	3,32
Brent	US\$/bbl	37,88	45,56	45,79	49,19	43,56	53,68
Ventas							
Ventas de productos refinados							
Mercado interno							
Motonaftas	Km3	1.283	1.119	1.178	1.248	4.828	1.297
Gasoil	Km3	1.855	2.038	1.955	1.955	7.803	1.792
JP1 y Kerosene	Km3	130	107	135	139	510	134
Fuel Oil	Km3	354	350	376	189	1.269	220
LPG	Km3	153	242	273	171	839	152
Otros (*)	Km3	263	270	340	342	1.214	357
Total mercado interno	Km3	4.037	4.126	4.257	4.043	16.463	3.952
Exportación							
Nafta Virgen	Km3	0	0	15	86	100	57
JP1 y Kerosene	Km3	121	117	130	138	507	135
LPG	Km3	117	17	40	128	302	115
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	149	116	93	87	445	83
Otros (**)	Km3	105	24	26	59	214	28
Total Exportación	Km3	493	275	303	498	1.568	419
Total ventas productos refinados	Km3	4.529	4.401	4.560	4.540	18.031	4.371
Ventas de productos químicos							
Mercado interno							
Fertilizantes	Ktn	24	40	91	114	269	35
Metanol	Ktn	55	82	105	85	327	55
Otros	Ktn	133	125	122	144	524	118
Total mercado interno	Ktn	212	247	318	343	1.120	208
Exportación							
Metanol	Ktn	2	1	2	2	7	2
Otros	Ktn	25	41	78	51	195	42
Total exportación	Ktn	27	42	80	53	202	44
Total ventas productos químicos	Ktn	239	289	398	396	1.322	252
Ventas de otros productos							
Granos, harinas y aceites							
Mercado interno	Ktn	9	27	7	11	54	21
Exportación	Ktn	169	311	256	151	887	159
Total granos, harinas y aceites	Ktn	178	338	263	162	941	180
Principales volúmenes importados							
Naftas y Jet Fuel	Km3	50	65	52	3	171	50
Gasoil	Km3	145	239	306	45	736	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 2016, 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