

**YPF S.A.**  
**Resultados Consolidados**  
**Año 2017 y 4T 2017**



**INDICE**

**1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO Y CUARTO TRIMESTRE DE 2017..... 3**

**2. ANALISIS DE RESULTADOS DEL AÑO 2017 Y CUARTO TRIMESTRE 2017 ..... 4**

    2.1 RESULTADOS ACUMULADOS..... 4

    2.2 CUARTO TRIMESTRE 2017 ..... 8

**3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS ..... 13**

    3.1 UPSTREAM..... 13

        3.1.1 RESULTADOS ACUMULADOS..... 13

        3.1.2 CUARTO TRIMESTRE 2017 ..... 16

    3.2 DOWNSTREAM..... 20

        3.2.1 RESULTADOS ACUMULADOS..... 20

        3.2.2 CUARTO TRIMESTRE 2017 ..... 22

    3.3 GAS Y ENERGÍA ..... 26

    3.4 CORPORACION ..... 27

    3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS ..... 27

**4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL ..... 27**

**5. TABLAS Y NOTAS ..... 29**

    5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO ..... 30

    5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO ..... 31

    5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO ..... 32

    5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO..... 33

    5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES ..... 34

    5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS..... 35

    5.7 INFORMACION COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETROLEO Y GAS ..... 36

**El año 2017 cerró con aumento de Ingresos del 20,3%, de EBITDA del 14,7% y un aumento del Resultado Operativo antes de deterioro de activos del 3,2%.**

4T 2016	3T 2017	4T 2017	Var.% 4T17 / 4T16	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2016	Ene-Dic 2017	Var.% 2017/2016
54.558	66.034	<b>69.614</b>	27,6%	Ingresos (Ps M)	210.100	<b>252.813</b>	20,3%
3.396	3.050	<b>5.046</b>	48,6%	Resultado operativo (Ps M)	-24.246	<b>16.073</b>	N/A
2.151	3.050	<b>14</b>	-99,3%	Resultado operativo antes de deterioro de activos (Ps M)	10.697	<b>11.041</b>	3,2%
1.775	246	<b>11.962</b>	573,9%	Resultado neto (Ps M)	-28.379	<b>12.672</b>	N/A
966	246	<b>8.253</b>	754,6%	Resultado neto antes de deterioro de activos (Ps M)	-5.666	<b>8.963</b>	N/A
13.933	17.043	<b>16.745</b>	20,2%	EBITDA (Ps M)	58.216	<b>66.791</b>	14,7%
4,36	0,24	<b>30,59</b>	601,6%	Resultado neto por acción (Ps /acción)	-72,13	<b>31,43</b>	N/A
18.569	15.903	<b>17.127</b>	-7,8%	Inversiones (*) (Ps M)	62.805	<b>58.009</b>	-7,6%

EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones Exploratorias Improductivas + (Recupero) / Deterioro de propiedad, planta y equipo.

(\*) Inversiones netas de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos de Ps 2,2 en 2016 y de Ps -4,9 MM en 2017

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

## **1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO 2017**

- Los ingresos del año 2017 ascendieron a 252,8 MM, un 20,3% más que en 2016.
- En el año 2017, el resultado operativo, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, alcanzó los Ps 11,0 MM, un 3,2% superior respecto al resultado operativo, antes del cargo por deterioro de activos, del año 2016, mientras que el EBITDA para los 12 meses del año 2017 alcanzó los Ps 66,8 MM, siendo un 14,7% mayor que el EBITDA 2016.
- El flujo de caja operativo ascendió a los Ps 72,0 MM para los 12 meses del año 2017, siendo este un 46,3% superior a los Ps 49,2 MM reportados para el año 2016.
- En cuanto a las inversiones totales en propiedades, planta y equipo, se redujeron en un 7,6%, alcanzando los Ps 58,0 MM.
- La producción total de hidrocarburos del año 2017 alcanzó los 555,0 Kbped. La producción de crudo fue de 227,5 Kbbld, un 7,0% inferior a la del año anterior, mientras que la producción de gas natural fue de 44,1 Mm3d, con una disminución del 1,1%. El promedio de crudo procesado del 2017 alcanzó los 293,0 Kbbld, manteniéndose estable respecto al año 2016, siendo el promedio de utilización de las refinerías para el año 2017 del 91,7%.
- En el año 2017, las reservas probadas (P1) han disminuido un 16,5%, de 1.113 Mbpe a 929 Mbpe.

## **2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL AÑO 2017 Y CUARTO TRIMESTRE 2017**

### **2.1 RESULTADOS ACUMULADOS**

Los ingresos correspondientes al año 2017 fueron de Ps 252,8 MM, lo que representa un aumento del 20,3% en comparación con el año 2016. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de naftas aumentaron Ps 13,0 MM, o 28,1%, debido a un incremento aproximado del 19,9% en el precio promedio para el mix de naftas, junto a un aumento en los volúmenes totales despachados de aproximadamente 6,8%, reflejando un incremento del 20,0% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 10,7 MM, o 15,1%, debido a un incremento aproximado del 15,9% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 0,7%, reflejando sin embargo un incremento del 27,5% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 6,2 MM, o 16,9%. Por una parte, se produjo un incremento de Ps 5,6 MM debido a un aumento en el precio promedio del 14,1% en pesos, considerando la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental, como así también debido a un incremento del 1,1% en los volúmenes despachados. Adicionalmente, en el primer trimestre de 2017, se facturaron Ps 0,6 MM correspondientes a 242 millones de m<sup>3</sup> oportunamente inyectados y pendientes de nominación, los cuales fueron asignados al segmento comercial de GNC, lo que determinó un incremento de 2,8% en el volumen de ventas;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 3,8 MM, o 57,8%. Este incremento se explica principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., que registró menores volúmenes despachados en un 13,1% y un mayor precio promedio de 70,1%, totalizando un incremento de sus ventas de Ps 3,6 MM, o 47,8%;
- Las ventas de fuel oil en el mercado local disminuyeron en Ps 5,5 MM, o 57,3%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 49,5% y a una disminución en el precio promedio de aproximadamente 15,5%;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps 8,9 MM o 37,1%. Se destacan las mayores ventas de asfaltos, que se incrementaron en Ps 1,8 MM o 154,2%, las mayores ventas de GLP en un 48,9%, productos petroquímicos en un 35,9% y jet fuel en un 37,3%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos, a excepción de asfaltos donde se destaca un incremento de 103,5% en los volúmenes vendidos;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps 5,7 MM, o 35,0%. Se destacan entre ellos, las mayores exportaciones de los productos petroquímicos en un 23,8%, y de GLP en un 57,7%, en ambos casos debido a un incremento en los precios promedio de

venta medido en pesos, así como también las mayores exportaciones y ventas al exterior en volúmenes y precios, de jet fuel en un 53,9%, y de nafta virgen en un 110,3%. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un incremento de Ps 1,2 MM o 24,0% en la comparación de ambos años.

El costo de ventas en el año 2017 fue de Ps 211,8 MM, un 19,5% superior al del año 2016, incluyendo incrementos en los costos de producción del 16,0% y en las compras del 35,5%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras, pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 21,9%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

*a) Costos de producción*

- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en Ps 8,5 MM, o 19,8%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía y al incremento en la alícuota de amortización por la disminución de reservas netas de petróleo crudo como consecuencia de una reducción en el precio de comercialización en el mercado interno, compensado con la disminución neta de dichos activos como consecuencia del cargo por deterioro registrado en el tercer trimestre del ejercicio 2016, que se explica más adelante, y por las menores producciones registradas en el corriente año;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por Ps 5,4 MM, o 14,4%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 19,4% dada la menor producción del periodo;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por Ps 1,8 MM, o 20,6%, 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 21,1%;
- Incremento en los costos de transporte por Ps 1,8 MM, o 25,5%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2017;
- Mayores cargos por contingencias medioambientales por aproximadamente Ps 0,7 MM o 110,9%, vinculadas a la actividad desarrollada por las áreas de negocios de Downstream y Upstream;
- Incremento neto en las regalías y otros cargos asociados a la producción por Ps 0,3 MM, o 1,9%, con una disminución de Ps 0,7 MM en las regalías sobre la producción de petróleo crudo, por una menor producción, y un aumento de Ps 1,0 MM en las regalías sobre la producción de gas natural, por el mayor precio en boca de pozo de este producto.

*b) Compras*

- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 6,3 MM, o 45,9%, debido a un aumento en los volúmenes de compra de aproximadamente 49,1%, motivado por la menor producción del periodo, compensado parcialmente con una disminución

del 2,2% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, relacionado principalmente al acuerdo de precios entre productores y refinadores que estuvo vigente durante los primeros nueve meses de 2017;

- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 4,8 MM, o 36,4%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 20,0% en el precio del bioetanol y un 22,2% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 17,3% y a un aumento en los volúmenes de FAME del 8,7%;
- Incremento en las compras de gas natural a otros productores por nuestra subsidiaria Metrogas para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e industrias) por Ps 1,1 MM, o 20,6%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 22,7% y a una disminución de los volúmenes adquiridos del 1,7%;
- Incremento en la recepción de granos por Ps 1,1 MM, o 27,5%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento en los volúmenes de 22,3% y a un mayor precio promedio en torno al 4,2%;
- Mayores importaciones de combustibles por Ps 1,0 MM, o 18,2%, debido a incrementos en la compra de nafta premium en un 200,1%, de jet fuel en un 21,7% y de gas oil en un 2,8%. En todos los casos se registraron mayores precios de compra y en cuanto a volúmenes importados, hubo un aumento en las cantidades de nafta premium y disminuciones en los otros dos productos mencionados;
- Compensando parcialmente las mayores compras hasta aquí detalladas, en 2017 se registró una variación de stock positiva de Ps 1,7 MM, principalmente ocasionada por una recomposición en los stocks de crudo y por una mayor valoración de los productos refinados, mientras que, en 2016, este importe había sido negativo en Ps 1,5 MM, generado por una disminución en los stocks de crudo de la compañía en ese año.

Los gastos de administración correspondientes al año 2017 ascendieron a Ps 8,7 MM, presentando un aumento del 22,6% frente a los Ps 7,1 MM registrados durante el año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios, licencias informáticas y publicidad institucional.

Los gastos de comercialización correspondientes al año 2017 ascendieron a Ps 18,0 MM, presentando un incremento del 18,0%. Se registraron mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente a los mayores volúmenes transportados, debido a las mayores ventas, y al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores gastos de personal, mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios y mayores retenciones a las exportaciones, principalmente de harinas y aceites, compensado parcialmente con menores cargos de incobrabilidades de las distribuidoras de gas natural y clientes de nuestra subsidiaria Metrogas.

Los gastos de exploración correspondientes al año 2017 ascendieron a Ps 2,5 MM, presentando una reducción del 22,2% frente a los registrados en el año 2016.

Asimismo, en 2016 la compañía había reconocido un cargo negativo neto por deterioro de propiedades, planta y equipo por Ps 34,9 MM motivados principalmente por una reducción esperada del precio del petróleo comercializado en el mercado interno, conjuntamente con la evolución del comportamiento de los costos en función tanto a variables macroeconómicas como de comportamiento operativo de nuestros activos.

En 2017, la compañía reconoció una reversión parcial del cargo por deterioro mencionado en el párrafo anterior por Ps 5,0 MM, la cual tiene su origen en la combinación de múltiples factores, tales como la variación en la producción y las inversiones asociadas consideradas en el flujo, el efecto de las variaciones en los costos operativos y de abandono, la variación en la tasa de descuento y, en menor medida, la variación en los precios del petróleo, teniendo en cuenta asimismo el menor valor contable de los activos al 31 de diciembre de 2017 respecto al cierre del año anterior, en función del cargo por amortización contable versus el incremento por nuevas inversiones realizadas, entre otros.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al año 2017 fueron una pérdida de Ps 0,8 MM, comparado con la ganancia de Ps 3,4 MM durante el año 2016. En 2016, este rubro incluyó: un resultado neto de Ps 1,5 MM generado por la desconsolidación del grupo de entidades de Maxus, un ingreso de Ps 1,4 MM relacionado con el Proyecto Integral Área Magallanes (PIAM) en virtud del acuerdo al que se arribó con el socio para participar de la extensión de la concesión de esta área, y la Asistencia Económica Transitoria recibida por nuestra subsidiaria Metrogas S.A. por Ps 0,8 MM.

Los resultados financieros correspondientes al año 2017 fueron una pérdida de Ps 8,8 MM, representando un 43,2% de incremento de dichos resultados negativos en comparación con la pérdida de Ps 6,1 MM correspondientes al año 2016. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 2,7 MM, debido a la menor depreciación del peso observada durante 2017 con respecto al año anterior. A su vez, se registraron mayores intereses negativos por Ps 0,3 MM, producto de un mayor endeudamiento promedio durante el presente año y en comparación con el año anterior, compensado casi totalmente por menores tasas de interés vigentes sobre el endeudamiento en pesos. Adicionalmente, se obtuvieron mejores resultados por la medición a valor razonable de las inversiones en activos financieros por Ps 0,4 MM.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al año 2017 fue positivo en Ps 4,0 MM, en comparación con el cargo positivo de Ps 1,4 MM correspondiente al año 2016, lo cual representa un incremento de 178,5%. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el mayor cargo positivo por impuesto diferido registrado en ambos años, por Ps 2,4 MM. En 2017 se registró el efecto de la reducción del pasivo diferido correspondiente a la disminución en la alícuota del impuesto, que entrará en vigencia a partir de 2018, mientras que en 2016 se había registrado el efecto del activo diferido relacionado con el deterioro de propiedad, planta y equipo antes mencionado.

El resultado neto del ejercicio 2017, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, fue una ganancia de Ps 9,0 MM, en comparación con el resultado negativo, antes del cargo por deterioro de activos, de Ps 5,7 MM de 2016. Considerando los respectivos cargos por la reversión parcial de Ps 5,0 MM en 2017 y del deterioro de propiedades, planta y equipo de Ps 34,9 MM negativos en 2016, el resultado neto en 2017 alcanzó los Ps 12,7 MM, en comparación con el resultado negativo de Ps 28,4 MM del ejercicio 2016.

Durante el año 2017 las inversiones totales en propiedad, planta y equipo alcanzaron los Ps 58,0 MM siendo inferiores en un 7,6% a las inversiones realizadas durante el ejercicio 2016.

En el año 2017, las reservas probadas han disminuido un 16,5%, de 1.113 Mbpe a 929 Mbpe. La tasa de reemplazo de reservas alcanzó un 9%, mientras que la específica de gas fue del 29% y la de líquidos fue negativa en 10%. Por su parte la incorporación neta de reservas de hidrocarburos alcanzó los 18,7 Mbpe, los cuales se componen por 29,2 Mbbl correspondientes a incorporación de reservas de gas natural y por una pérdida de 10,5 Mbpe de reservas de líquidos.

## 2.2 CUARTO TRIMESTRE 2017

Los ingresos correspondientes al cuarto trimestre de 2017 fueron de Ps 69,6 MM, lo que representa un aumento del 27,6% 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 gas oil aumentaron Ps 5,3 MM o 28,8%, debido a un incremento del 24,4% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, junto a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 3,6%, reflejando un incremento del 32,3% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 4,7 MM o 37,6%, debido a un incremento del 26,6% en el precio promedio para el mix de naftas, junto a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente 8,8%, reflejando un incremento del 17,4% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 1,1 MM o 12,6% debido a un aumento en el precio promedio del 12,5% en pesos, considerando la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental, habiéndose mantenido estables los volúmenes de venta;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 0,3 MM, un 21,5%. Este incremento se explica principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., que registró un mayor precio promedio de 26,9% y menores volúmenes despachados en un 7,8%, totalizando un incremento neto de sus ventas de Ps 0,3 MM, o 16,9%;
- Las ventas de fuel oil en el mercado local disminuyeron en Ps 1,2 MM, o un 82,6%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 80,5% a las usinas de generación eléctrica y a una disminución en el precio promedio de aproximadamente 10,7%;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps 2,6 MM, o 36,0%. Se destacan las mayores ventas de asfaltos, que se incrementaron en Ps 0,5 MM o 98,4%, y las mayores ventas de GLP en un 48,8%, jet fuel en un 39,3%, productos petroquímicos en un 34,7%, y lubricantes en un 22,7%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos;



- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps 2,2 MM, o 48,0%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de jet fuel en un 56,1%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 36,9% y en un 14,1% en los volúmenes vendidos, así como también los mayores volúmenes comercializados y mejores precios obtenidos en fuel oil y gas oil, con incrementos de 47,9% y 136,4%, respectivamente. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de Ps 0,7 MM o 77,9% en la comparación de ambos trimestres, motivado por un incremento en los volúmenes de 67,7%, y un aumento de 6,1% en los precios obtenidos.

El costo de ventas en el cuarto trimestre de 2017 fue de Ps 60,2 MM, un 30,0% superior al del cuarto trimestre de 2016, incluyendo incrementos en los costos de producción del 28,4% y en las compras del 56,3%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras, pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 29,8%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

a) *Costos de producción*

- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en Ps 5,6 MM millones, o 56,4%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía y al incremento en la alícuota de depreciación por la disminución de reservas netas de petróleo crudo como consecuencia de una reducción en el precio de comercialización en el mercado interno;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por aproximadamente Ps 1,5 MM, o 15,0%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 21,6% ponderado por la menor de producción del periodo;
- Mayores cargos por contingencias medioambientales por aproximadamente Ps 0,9 MM, o 449,0%, vinculadas a la actividad desarrollada por las áreas de negocios de Downstream y Upstream;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,5 MM, o 21,1%, 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 24,0%;
- Mayores costos de transporte por Ps 0,4 MM, o 21,5%, debido principalmente a los incrementos en las tarifas respectivas y a los mayores volúmenes movilizados;
- Mayores regalías y otros cargos asociados a la producción por Ps 0,4 MM, o 9,7%, de los cuales Ps 0,2 MM corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 0,2 MM a mayores regalías sobre la producción de gas natural, en ambos casos por los mayores precios en boca de pozo de estos productos;

*b) Compras*

- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 2,4 MM, o un 73,1%, debido a un aumento en los volúmenes de compra de aproximadamente 50,8%, motivado por la menor producción del periodo, y a un incremento de 14,8% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, principalmente a partir de la finalización del acuerdo de precios entre productores y refinadores que se mantuvo vigente hasta fines del tercer trimestre de 2017;
- Mayores importaciones de combustibles por Ps 1,5 MM, o 158,2% debido a los mayores volúmenes importados de gas oil y jet fuel por 88,8% y 40,2%, respectivamente, productos cuyos precios presentaron un incremento de aproximadamente un 30,5% en el caso del gas oil y de 35,3% en el del jet fuel. Además, se efectuaron importaciones de nafta premium por Ps 0,8 MM, para abastecer la mayor demanda de este producto en el mercado local, las cuales no se habían efectuado en el mismo período del año anterior;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 0,8 MM, o un 21,3%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 8,5% en el precio del bioetanol y un 18,6% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 10,0% y a un aumento en los volúmenes de FAME del 3,7%;
- 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 0,2 MM, o un 26,4%. Dicho incremento es debido a un aumento de 14,3% en el precio promedio y en los volúmenes de 10,6%;
- Compensando parcialmente las mayores compras hasta aquí detalladas, en el cuarto trimestre de 2017 se registró una variación de stock positiva por Ps 0,4 MM, mientras que, en el mismo período de 2016, este importe había sido negativo en Ps 1,7 MM, generada por una disminución en los stocks de crudo de la compañía observada en ese trimestre.

Los gastos de administración correspondientes al cuarto trimestre de 2017 ascendieron a Ps 2,8 MM. Los mayores incrementos se manifiestan principalmente en gastos de personal, en mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas y mayores cargos relacionados con la publicidad institucional.

Los gastos de comercialización en el cuarto trimestre de 2017 ascendieron a Ps 5,2 MM, presentando un incremento del 14,1%. Se registraron mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente a los mayores volúmenes vendidos y al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores gastos de personal, mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios y mayores retenciones a las exportaciones, principalmente de harinas y aceites, todo ello parcialmente compensado por menores cargos relacionados a las campañas comerciales de fidelización de clientes.

Los gastos de exploración correspondientes al cuarto trimestre de 2017 ascendieron a Ps 0,7 MM, presentando una disminución de 57,8% frente a los registrados en el cuarto trimestre de 2016.



En el cuarto trimestre de 2016, la compañía había reconocido una reversión parcial de Ps 1,2 MM del cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo del negocio Upstream originalmente registrado en el tercer trimestre de dicho año. Esta reversión estuvo generada, entre otros, por una reducción de costos operativos estimados y una leve mejora en la proyección de los precios internacionales, todo lo cual es parcialmente compensado con el efecto de la variación de reservas respecto al período anterior.

En el cuarto trimestre de 2017, la compañía reconoció una nueva reversión parcial de Ps 5,0 MM del cargo por deterioro mencionado en el párrafo anterior, la cual tiene su origen en la combinación de múltiples factores, tales como la variación en la producción y las inversiones asociadas consideradas en el flujo, el efecto de las variaciones en los costos operativos y de abandono, la variación en la tasa de descuento y, en menor medida, la variación en los precios del petróleo, teniendo en cuenta asimismo el menor valor contable de los activos al 31 de diciembre de 2017 respecto al cierre del año anterior, en función del cargo por amortización contable versus el incremento por nuevas inversiones realizadas, entre otros.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al cuarto trimestre de 2017 fueron negativos en Ps 0,7 MM, comparado con la ganancia de Ps 2,0 MM del mismo período de 2016. En el cuarto trimestre de 2017, los cargos por contingencias judiciales han sido superiores en aproximadamente Ps 0,9 MM a los registrados en el mismo período del año anterior. Adicionalmente, en el cuarto trimestre de 2016 este rubro incluyó un ingreso de Ps 1,1 MM relacionado con el Proyecto Integral Área Magallanes (PIAM), en virtud del acuerdo al que se arribó con el socio para participar de la extensión de la concesión de esta área, y la Asistencia Económica Transitoria recibida por nuestra subsidiaria Metrogas S.A. por Ps 0,8 MM.

Los resultados financieros correspondientes al cuarto trimestre de 2017 fueron negativos en Ps 0,1 MM, representando una mejora de 94,6% en comparación con los Ps 2,2 MM negativos correspondientes al mismo trimestre de 2016. En este orden, se registró una mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 1,5 MM, debido a la mayor depreciación del peso observada durante el cuarto trimestre de 2017 con respecto al mismo período de 2016. Adicionalmente, se obtuvieron mejores resultados por la medición a valor razonable de las inversiones en activos financieros por Ps 0,7 MM. A su vez, se registraron mayores intereses negativos por Ps 27 millones, producto de un mayor endeudamiento promedio, medido en pesos, durante el presente trimestre de 2017 y en comparación con el mismo período de 2016, compensado casi totalmente por menores tasas de interés vigentes sobre el endeudamiento en pesos.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al cuarto trimestre de 2017 fue positivo en Ps 6,2 MM, en comparación con el cargo también positivo de Ps 0,4 MM correspondiente al mismo período del año 2016, lo cual representa un incremento de 1.532,4%. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el mayor cargo positivo por impuesto diferido registrado en ambos períodos, por Ps 5,7 MM, y está asociada fundamentalmente a la registración en 2017 del efecto de la reducción del pasivo diferido correspondiente a la disminución en la alícuota del impuesto, que entrará en vigencia a partir de 2018.

El resultado neto del 4T 2017, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, fue una ganancia de Ps 8,3 MM, un 754,6% superior al resultado neto, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, de Ps 1,2 MM del 4T 2016. Considerando los respectivos cargos por la reversión parcial del cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo de Ps 5,0 MM en el cuarto trimestre 2017



y de Ps 1,2 MM en el cuarto trimestre 2016, el resultado neto en el 4T 2017 alcanzó los Ps 12,0 MM, siendo un 573,9% superior al resultado neto de Ps 1,8 MM del 4T 2016.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del trimestre alcanzaron los Ps 17,1 MM siendo inferiores en un 7,8% a las inversiones realizadas durante el cuarto trimestre de 2016.

### 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

#### 3.1 UPSTREAM

4T 2016	3T 2017	4T 2017	Var.% 4T17 / 4T16	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2016	Ene-Dic 2017	Var.% 2017/2016
2.135	360	<b>3.502</b>	64,0%	<b>Resultado operativo</b> (Ps M)	-26.845	<b>3.877</b>	N/A
890	360	<b>-1.530</b>	N/A	<b>Resultado operativo antes de deterioro de activos</b> (Ps M)	8.098	<b>-1.155</b>	N/A
28.878	29.935	<b>32.376</b>	12,1%	<b>Ventas netas</b> (Ps M)	114.143	<b>116.694</b>	2,2%
239,7	227,2	<b>230,6</b>	-3,8%	<b>Producción crudo</b> (Kbbld)	244,7	<b>227,5</b>	-7,0%
54,2	48,6	<b>46,8</b>	-13,6%	<b>Producción NGL</b> (Kbbld)	52,5	<b>50,4</b>	-4,2%
44,6	44,1	<b>42,3</b>	-5,0%	<b>Producción gas</b> (Mm3d)	44,6	<b>44,1</b>	-1,1%
574,1	553,2	<b>543,6</b>	-5,3%	<b>Producción total</b> (Kbped)	577,4	<b>555,0</b>	-3,9%
1.651	334	<b>696</b>	-57,8%	<b>Gastos de exploración</b> (Ps M)	3.155	<b>2.456</b>	-22,2%
13.824	12.499	<b>12.472</b>	-9,8%	<b>Inversiones (*)</b> (Ps M)	49.153	<b>44.324</b>	-9,8%
8.330	11.483	<b>13.782</b>	65,5%	<b>Depreciaciones</b> (Ps M)	38.125	<b>45.279</b>	18,8%

#### Precios de Realización

53,3	51,4	<b>58,4</b>	9,7%	<b>Crudo mercado local Promedio período</b> (USD/bbl)	58,9	<b>53,9</b>	-8,6%
4,74	4,93	<b>4,78</b>	0,9%	<b>Precio promedio gas</b> (USD/Mmbtu)	4,74	<b>4,92</b>	3,7%

(\*) Inversiones netas de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos de Ps 2.2 en 2016 y de Ps -4,9 MM en 2017

#### 3.1.1 RESULTADOS ACUMULADOS

El resultado operativo del Upstream del año 2017, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, totalizó una pérdida de Ps 1,2 MM, en comparación con la ganancia de Ps 8,1 MM antes del cargo por deterioro de activos del año 2016. Considerando los respectivos cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo de Ps 34,9 MM en 2016 y de la reversión parcial de Ps 5,0 MM en 2017, el segmento tuvo una ganancia operativa de Ps 3,9 MM en 2017, en comparación con la pérdida operativa de Ps 26,8 MM del año 2016.

Durante el año 2017, las ventas del segmento crecieron un 2,2% en relación al ejercicio 2016, alcanzando los Ps 116,7 MM. Este incremento se produce como consecuencia de los siguientes factores:

- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 6,8 MM (+18,0%). El precio de realización promedio del año fue de 4,92 USD/Mmbtu, un 3,7% superior al del año 2016. Por su parte, los volúmenes comercializados se incrementaron un 1,1% en 2017 con respecto al año anterior. Como se mencionó anteriormente, en el cuarto trimestre de 2016, se inyectaron ciertos volúmenes de gas natural que quedaron pendientes de nominación y recién fueron facturados en el primer trimestre de 2017;
- Las ventas de petróleo crudo disminuyeron en Ps 3,8 MM (-5,0%). El precio de realización del crudo expresado en dólares en el año 2017 disminuyó un 8,6% hasta los 53,9 USD/bbl, producto del acuerdo alcanzado por productores y refinadores para 2017. Los volúmenes de petróleo transferidos entre segmentos disminuyeron un 7,5%, mientras que aquellos vendidos a terceros disminuyeron en un 47,6%.

La producción total de hidrocarburos del año 2017 alcanzó los 555,0 Kbped, siendo 3,9% inferior a la del año 2016. La producción de crudo alcanzó 227,5 Kbbl, un 7,0% inferior a la del año anterior. El declino natural de los campos maduros, junto a los efectos de los fuertes temporales de lluvia y nieve que afectaron principalmente a la provincia de Chubut, durante el segundo trimestre de 2017, y en menor medida a la provincia de Santa Cruz, son los motivos principales que originan dicha disminución. Por su parte, la producción de gas natural disminuyó un 1,1%, totalizando 44,1 Mm3d, mientras que la producción de NGL registro una reducción de 4,2% totalizando 50,4 Kbbl.

Durante el año 2017 se perforaron un total de 467 pozos, de los cuales 94 corresponden a pozos con objetivos a formaciones no convencionales: 24 en Loma Campana, 6 en Río Neuquén, 22 en Rincón del Mangrullo, 19 en El Orejano, 3 en Aguada de la Arena, 1 en Bajada de Añelo, 4 en La Ribera, 3 en Bandurria y 12 en La Amarga Chica. Al cierre del año 2017 el total de equipos de perforación era de 42, aunque 4 permanecían en stand-by.

Los costos operativos totales (excluyendo los gastos de exploración) en el año 2017 aumentaron un 11,0% alcanzando los Ps 115,4 MM principalmente por:

- Incremento en las depreciaciones de propiedad planta y equipo por aproximadamente Ps 7,2 MM, lo que representa un aumento del 18,9%;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 5,4 MM, o 14,4%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 19,4% dada la menor producción del periodo;
- Mayores costos de transporte por Ps 1,8 MM, con un aumento del 25,5%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2017;
- Mayores regalías y otros cargos asociados a la producción por Ps 0,3 MM, o 1,9%. Con una disminución de Ps 0,7 MM en las regalías sobre la producción de petróleo crudo, por una menor producción, y un aumento de Ps 1,0 MM en las regalías sobre la producción de gas natural, por el mayor precio en boca de pozo de este producto;
- Disminución de las provisiones por stand-by de equipos y días caídos de personal de contratistas por aproximadamente Ps 0,5 MM;

- En el año 2016 se había registrado una variación de stock negativa en este segmento por Ps 1,3 MM debido a que se habían reducido los volúmenes en stock del mismo.

Los gastos de exploración correspondientes al año 2017 ascienden a Ps 2,5 MM, presentando una disminución del 22,2% comparado con los Ps 3,2 MM correspondientes al año 2016, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el año 2017 versus el año 2016 por un monto diferencial de Ps 0,7 MM.

En 2016, los resultados de este segmento incluían también un ingreso de Ps 1,4 MM relacionado con el Proyecto Integral Área Magallanes (PIAM) y en virtud del acuerdo al que se arribó con el socio para participar de la extensión de la concesión de esta área.

En el año 2016 la compañía había reconocido un cargo negativo neto por deterioro de propiedades, planta y equipo por Ps 34,9 MM motivados principalmente por una reducción esperada del precio del petróleo comercializado en el mercado interno, conjuntamente con la evolución del comportamiento de los costos en función tanto a variables macroeconómicas como de comportamiento operativo de nuestros activos.

En 2017, la compañía reconoció una reversión parcial del cargo por deterioro mencionado en el párrafo anterior por Ps 5,0 MM, la cual tiene su origen en la combinación de múltiples factores, tales como la variación en la producción y las inversiones asociadas consideradas en el flujo, el efecto de las variaciones en los costos operativos y de abandono, la variación en la tasa de descuento y, en menor medida, la variación en los precios del petróleo, teniendo en cuenta asimismo el menor valor contable de los activos al 31 de diciembre de 2017 respecto al cierre del año anterior, en función del cargo por amortización contable versus el incremento por nuevas inversiones realizadas, entre otros.

Se destaca que durante el 2017 en comparación con el año 2016, los costos operativos erogables unitarios en dólares aumentaron un 1,9%, de 20,7 USD/bpe en año 2016 a 21,1 USD/bpe en 2017 (incluyendo tributos por 6,0 USD/bpe y 5,7 USD/bpe respectivamente). Por su parte, el lifting cost promedio consolidado para la compañía fue de 12,8 USD/bpe, un 6,7% superior a los 12,0 USD/bpe del año 2016.

### Reservas

En el año 2017, las reservas probadas han disminuido un 16,5%, de 1.113 Mbpe a 929 Mbpe. La tasa de reemplazo de reservas alcanzó un 9%, mientras que la específica de gas fue del 29% y la de líquidos fue negativa en 10%. Por su parte la incorporación neta de reservas de hidrocarburos alcanzó los 18,7 Mbpe, los cuales se componen por 29,2 Mbbl correspondientes a incorporación de reservas de gas natural y por una pérdida de 10,5 Mbpe de reservas de líquidos.

En la Cuenca Neuquina se destacan las incorporaciones de reservas comprobadas por el desarrollo de Tight Gas en la formación Lajas y Punta Rosada en Estación Fernández Oro, Río Neuquén y Aguada Toledo – Sierra Barrosa y de la formación Mulichinco en Rincón del Mangrullo, así como de los reservorios No Convencionales de la formación Vaca Muerta en Loma La Lata Norte, La Amarga Chica, El Orejano y Loma Campana. En yacimientos convencionales se destacan: en gas, la incorporación por actividad y comportamiento en Aguada Pichana Este, Loma La Lata Central, Chuihuído La Salina y Dadín, mientras que

en petróleo se destaca la incorporación de reservas por actividad de perforación en primaria seguida de recuperación secundaria en Chachahuén Sur y por recuperación mejorada en CNQ7/A y Cerro Fortunoso.

Por su parte en la Cuenca del Golfo de San Jorge, se destaca la incorporación de reservas debido a la continua extensión de los proyectos de recuperación secundaria en yacimientos como Manantiales Behr, Seco-León y Los Perales, así como del desarrollo in fill y de la formación tight D-129 en Cañadón Yatel.

Además, en Cuenca Austral se destaca la incorporación de reservas comprobadas de gas en los campos de San Sebastián y Lago Fuego en Tierra del Fuego proveniente de las formaciones Springhill y Tobífera; mientras que en la Cuenca Cuyana se destaca el desarrollo inicial de la formación Río Blanco en el yacimiento Mesa Verde.

Finalmente, cabe señalar que la revisión por economía afectó principalmente las reservas comprobadas de líquidos y en menor medida de gas. Los descuentos de reservas se han dado principalmente en Mendoza Norte en los yacimientos Barrancas y La Ventana y en los Yacimientos Chihuido de la Sierra Negra y Puesto Hernandez. Tal como se menciona previamente, las reservas reflejan el impacto del acople del precio doméstico del crudo al precio internacional, específicamente por la reducción de los precios de los crudos Medanito y Escalante durante 2017.

### 3.1.2 CUARTO TRIMESTRE 2017

El resultado operativo del Upstream del cuarto trimestre 2017, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, totalizó una pérdida de Ps 1,5 MM, en comparación con la ganancia de Ps 0,9 MM antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos del cuarto trimestre 2016. Considerando los respectivos cargos por reversión parcial del cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo de Ps 5,0 MM en el cuarto trimestre 2017 y de Ps 1,2 MM en el cuarto trimestre 2016, el resultado operativo del cuarto trimestre 2017 ascendió a Ps 3,5 MM, siendo un 64,0% superior a los Ps 2,1 MM del cuarto trimestre 2016.

En el cuarto trimestre de 2017, las ventas del segmento crecieron un 12,1% en relación al mismo periodo de 2016, totalizando Ps 32,4 MM. Este incremento se produce como resultado de los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo crudo se incrementaron en Ps 2,4 MM (+12,5%). El precio de realización del crudo expresado en dólares en el año 2017 aumento un 9,7% hasta los 58,4 USD/bbl, principalmente a partir de la finalización del acuerdo de precios entre productores y refinadores que se mantuvo vigente hasta fines del tercer trimestre de 2017 y la suba del precio internacional durante el periodo. Los volúmenes de petróleo transferidos entre segmentos disminuyeron en un 9,7%, mientras que aquellos vendidos a terceros disminuyeron en un 42,8%;
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 1,4 MM (+14,7%). El precio de realización promedio del trimestre fue de 4,78 USD/Mmbtu, un 0,9% superior al del mismo trimestre 2016. Por su parte, los volúmenes comercializados reportaron un leve incremento de 0,1% durante el cuarto trimestre 2017 en comparación al mismo trimestre 2016. Como se mencionó anteriormente, en el cuarto trimestre de 2016, se inyectaron ciertos volúmenes de gas natural que quedaron pendientes de nominación y recién fueron facturados en el primer trimestre de 2017.



Durante el cuarto trimestre del año la producción total diaria de hidrocarburos alcanzó los 543,6 Kbped, siendo un 5,3% inferior a la del mismo periodo 2016. La producción de crudo disminuyó un 3,8% totalizando 230,6 Kbbld, debido principalmente al declino natural de los campos maduros. Asimismo, la producción de gas natural alcanzó los 42,3 Mm3d siendo un 5,0% inferior a la del mismo periodo 2016 producto de la menor demanda de gas natural observada durante el trimestre. Por su parte la producción de NGL se redujo un 13,6% alcanzando los 46,8 Kbbld.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el cuarto trimestre del año se han puesto en producción un total de 118 pozos nuevos, incluyendo los pozos de no convencional y tight mencionados posteriormente.

Durante el cuarto trimestre de 2017, en las áreas de shale la producción neta para YPF alcanzó un total de 42,14 Kbped de hidrocarburos, lo que representa un aumento del 18,3% respecto al cuarto trimestre 2016. Dicha producción se compone por 17,29 Kbbld de crudo, 7,26 Kbbld de NGL y 2,80 Mm3d de gas natural. En cuanto a la actividad de desarrollo operada, se han puesto en producción 11 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total de pozos activos, al cierre del cuarto trimestre de 2017, de aproximadamente 607 pozos contando con un total de 9 equipos activos de perforación y 9 de workover.

En cuanto al desarrollo de tight gas, la producción neta en el cuarto trimestre de 2017 alcanzó los 12,7 Mm3d, de los cuales el 87,3% proviene de áreas operadas por YPF. En cuanto a la actividad operada se pusieron en producción 17 nuevos pozos, 3 en Aguada Toledo-Sierra Barrosa, 3 en Rincón del Mangrullo y 11 en Estación Fernandez Oro.

En materia de los costos operativos totales (excluyendo los gastos de exploración) se observó en el cuarto trimestre de 2017 un incremento del 19,7%, alcanzando los Ps 33,0 MM. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de propiedad, planta y equipo por aproximadamente Ps 5,4 MM, lo que representa un aumento del 65,4% debido fundamentalmente a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía y al incremento en la alícuota de amortización por la disminución de reservas netas de petróleo crudo como consecuencia de una reducción en el precio de comercialización en el mercado interno;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 1,5 MM, o 15,0%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 21,6% ponderado por la caída de producción antes comentada;
- Mayores regalías y otros cargos asociados a la producción por Ps 0,4 MM, o 9,7%. De este aumento, Ps 0,2 MM corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 0,2 MM a mayores regalías sobre la producción de gas natural, en ambos casos por el mayor precio en boca de pozo de estos productos;
- Mayores costos de transporte por Ps 0,4 MM, con un aumento del 21,5 %, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2017;
- Disminución de las provisiones por stand-by de equipos y días caídos de personal de contratistas por aproximadamente Ps 0,6 MM;
- En el cuarto trimestre de 2016, se había registrado una variación de stock negativa en este segmento por Ps 1,2 MM debido a que se habían reducido los volúmenes en stock del mismo.



Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,7 MM en el cuarto trimestre de 2017, presentando una reducción del 57,8% comparado a los Ps 1,7 MM registrados en el cuarto trimestre de 2016 debido principalmente a los menores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre versus el mismo período del año 2016, por un monto diferencial de Ps 0,8 MM millones y a menores gastos de estudios sísmicos y geológicos por Ps 0,2 MM.

En el cuarto trimestre de 2016, la compañía había reconocido un recupero de Ps 1,2 MM del cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo del negocio Upstream originalmente registrado en el tercer trimestre de dicho año. El recupero estuvo generado, entre otros, por una reducción de costos operativos estimados y una leve mejora en la proyección de los precios internacionales, todo lo cual es parcialmente compensado con el efecto de la variación de reservas respecto al período anterior.

En el cuarto trimestre de 2016, los resultados de este segmento incluían también un ingreso de Ps 1,1 MM relacionado con el Proyecto Integral Área Magallanes (PIAM) y en virtud del acuerdo al que se arribó con el socio para participar de la extensión de la concesión de esta área.

En el cuarto trimestre de 2017, la compañía reconoció una nueva reversión parcial de Ps 5,0 MM del cargo por deterioro mencionado en el párrafo anterior, la cual tiene su origen en la combinación de múltiples factores, tales como la variación en la producción y las inversiones asociadas consideradas en el flujo, el efecto de las variaciones en los costos operativos y de abandono, la variación en la tasa de descuento y, en menor medida, la variación en los precios del petróleo, teniendo en cuenta asimismo el menor valor contable de los activos al 31 de diciembre de 2017 respecto al cierre del año anterior, en función del cargo por amortización contable versus el incremento por nuevas inversiones realizadas, entre otros.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al cuarto trimestre de 2016, los costos erogables unitarios en dólares aumentaron un 1,8%, de 21,6 USD/bpe en el 4T 2016 a 22,0 USD/bpe en el 4T 2017 (incluyendo tributos por 5,9 USD/bpe para ambos periodos). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la compañía fue de 13,5 USD/bpe, un 6,3% superior a los 12,7 USD/bpe del 4T 2016.

### Inversiones

Las inversiones acumuladas del Upstream del año 2017 ascendieron a Ps 44,3 MM, siendo inferiores en un 9,8% a las del año 2016.

En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el año 2017 el 70% fueron destinadas a perforación y Workover, el 24% a instalaciones, y el 6% restante a exploración y otras actividades de Upstream.

Las inversiones en Upstream en el 4T 2017 alcanzaron los Ps 12,5 MM siendo inferiores en un 9,8% a las realizadas en el último trimestre de 2016.



En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el último trimestre del año el 74% fueron destinadas a perforación y Workover, el 24% a instalaciones, y el 2% restante a exploración y otras actividades de Upstream.

En la cuenca Neuquina la actividad del cuarto trimestre del 2017 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, EFO, El Orejano, La Amarga Chica, Rincón del Mangrullo, Bandurria, Aguada Toledo - Sierra Barrosa (Lajas), Río Neuquén, Chachahuén y Al Norte de la Dorsal. Se continúa con los pilotos con objetivo Vaca Muerta en los bloques Aguada de la Arena, Rincón del Mangrullo, La Ribera y Bajada de Añelo. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques Mesa Verde, Ugarteche, Cerro Fortunoso, Barrancas, La Ventana, Loma Alta Sur y Los Cavaos. En el Golfo San Jorge, la actividad estuvo centrada en los bloques de Manantiales Behr, El Trébol-Escalante, Restinga Alí, Cañadón Yatel, Cañadón León, Barranca Baya, El Guadal, Las Heras y Los Perales. En cuenca Austral se continúa con la actividad de perforación en Lago Fuego.

En lo que concierne a la actividad exploratoria, el cuarto trimestre del 2017 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Cuyana. La actividad exploratoria en la cuenca Neuquina se enfocó en los bloques Estación Fernández Oro, Chachahuén, La Calera, CNQ7 y Loma la Lata. En la cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en el bloque Cañadón de la Escondida y El Trébol – Escalante. En cuanto a la cuenca Cuyana se realizó actividad exploratoria en el bloque Mesa Verde.

Durante el cuarto trimestre del año se han finalizado 7 pozos exploratorios (6 de petróleo y 1 de gas).

### 3.2 DOWNSTREAM

4T 2016	3T 2017	4T 2017	Var.% 4T17 / 4T16	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2016	Ene-Dic 2017	Var.% 2017/2016
520	3.204	<b>5.152</b>	890,8%	<b>Resultado operativo</b> (Ps M)	3.093	<b>15.813</b>	411,3%
43.064	49.845	<b>56.673</b>	31,6%	<b>Ventas netas</b> (Ps M)	163.463	<b>196.309</b>	20,1%
4.043	4.119	<b>4.129</b>	2,1%	<b>Ventas de productos refinados mercado interno</b> (Km3)	16.463	<b>16.372</b>	-0,6%
498	361	<b>467</b>	-6,2%	<b>Exportación productos refinados</b> (Km3)	1.568	<b>1.536</b>	-2,1%
229	198	<b>228</b>	-0,5%	<b>Ventas de productos químicos mercado interno (*)</b> (Ktn)	851	<b>813</b>	-4,4%
53	54	<b>57</b>	7,4%	<b>Exportación de productos químicos</b> (Ktn)	202	<b>206</b>	2,0%
299	294	<b>292</b>	-2,3%	<b>Crudo procesado</b> (Kbped)	294	<b>293</b>	-0,2%
94%	92%	<b>92%</b>	-2,3%	<b>Utilización de las refinerías</b> (%)	92%	<b>92%</b>	-0,2%
3.323	2.434	<b>2.531</b>	-23,8%	<b>Inversiones</b> (Ps M)	9.839	<b>8.179</b>	-16,9%
1.712	1.837	<b>1.899</b>	10,9%	<b>Depreciaciones</b> (Ps M)	5.507	<b>6.926</b>	25,8%
627	642	<b>697</b>	11,1%	<b>Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno</b> (**) (USD/m3)	626	<b>666</b>	6,4%
602	602	<b>659</b>	9,5%	<b>Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno</b> (**) (USD/m3)	614	<b>632</b>	2,9%

(\*) No incluye las ventas de fertilizantes.

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

#### 3.2.1 RESULTADOS ACUMULADOS

El resultado operativo del Downstream durante año 2017 ascendió a Ps 15,8 MM, un 411,3% superior a la del año 2016.

Las ventas netas crecieron un 20,1% en relación al año 2016, alcanzando los Ps 196,3 MM. Se destacan:

- Las ventas de naftas aumentaron Ps 13,0 MM, o 28,1%, gracias a un incremento del 19,9% en el precio promedio, sumado a un aumento en los volúmenes totales despachados del 6,8%, reflejando un incremento del 20,0% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta Premium);
- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 10,7 MM, o 15,1%, debido a un incremento del 15,9% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes

totales despachados de aproximadamente un 0,7%, reflejando sin embargo un incremento del 27,5% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);

- Las ventas de fuel oil en el mercado local disminuyeron en Ps 5,5 MM, o un 57,3%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 49,5% y a una disminución en el precio promedio de aproximadamente 15,5%;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps 8,8 MM, o 43,4%. Se destacan las mayores ventas de asfaltos, que se incrementaron en Ps 1,8 MM, o 154,2%, las mayores ventas de GLP en un 48,9%, productos petroquímicos en un 35,9% y jet fuel en un 37,3%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos, a excepción de asfaltos donde se destaca también un incremento de 103,5% en los volúmenes vendidos;
- Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado un incremento de Ps 5,8 MM, o 36,0%. Se destacan entre ellos, las mayores exportaciones de los productos petroquímicos en un 23,8%, y de GLP en un 57,7%, 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 jet fuel en un 53,9%, y de nafta virgen en un 110,3%. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un incremento de Ps 1,2 MM o 24,0% en la comparación de ambos años.

En el año 2017 los costos y gastos operativos se incrementaron un 11,2% (+Ps 16,4 MM) en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan:

- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 4,8 MM, o 36,4%, con mayores precios para ambos productos y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 17,3% y en los volúmenes de FAME del 8,7%;
- Mayores compras de petróleo crudo por Ps 2,7 MM o 3,0%. El volumen comprado a terceros tuvo un incremento de 49,1%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 7,5%. A su vez, se observó una suba de 2,3% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos;
- Incremento en la recepción de granos por Ps 1,1 MM, o 27,5%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento en los volúmenes de 22,3% y a un mayor precio promedio en torno al 4,2%;
- Mayores importaciones de combustibles por Ps 1,0 MM, o 18,2%, debido a los incrementos de aproximadamente un 34,3% en los precios de importación de gas oil y de un 35,0% en el precio del jet fuel, al incremento del 83,7% en el volumen y del 63,4% en el precio importación de la nafta premium, todo ello compensado parcialmente con las disminuciones de 23,5% en el volumen adquirido de gas oil y de 9,8% en los volúmenes importados de jet fuel;
- Disminución en los costos de los productos vendidos por Ps 3,2 MM, principalmente como consecuencia de una mayor valoración de los stocks con respecto a la ocurrida en el ejercicio anterior, y en menor medida, por una acumulación de stock, especialmente de crudo, por las mayores compras realizadas en el presente ejercicio;

- En relación a los costos de producción, se observa durante el año 2017 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 1,8 MM, o 20,6%, los cuales 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 de las refinerías, el costo unitario de refinación aumentó aproximadamente un 21,1% en comparación con el año 2016. A su vez, los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan una suba del 23,8%, con un impacto incremental de Ps 1,0 MM;
- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo por aproximadamente Ps 1,2 MM, o 27,4%;
- Mayores cargos por contingencias medioambientales por aproximadamente Ps 0,6 MM o 328,9%, vinculadas a la actividad desarrollada por las áreas de negocios de Downstream.

Se registraron mayores gastos de comercialización por Ps 2,7 MM, o 18,6%, motivado fundamentalmente por mayores costos por transporte de productos, vinculados principalmente a los mayores volúmenes transportados, debido a las mayores ventas, y al incremento en los precios de combustibles en el mercado interno, por el incremento en los gastos de personal, mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios y mayores retenciones a las exportaciones, principalmente de harinas y aceites;

En los otros resultados operativos, netos de este segmento, correspondientes al año 2017, se registró un incremento de la provisión para juicios y contingencias de aproximadamente Ps 0,5 MM.

Durante el año 2017 los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 91,7%, manteniéndose estables con respecto al año pasado. Con estos similares niveles de procesamiento, se obtuvo una similar producción de gas oil (+0,5%), mayor de naftas (+2,0%) y menor de fuel oil (-35,8%), mientras que se incrementó la producción de otros refinados como jet fuel, nafta petroquímica, asfaltos, carbón de petróleo y bases lubricantes, todo ello en comparación con las producciones del año anterior.

### 3.2.2 CUARTO TRIMESTRE 2017

El segmento del Downstream en el 4T de 2017 registró un resultado operativo de Ps 5,2 MM, lo que representa una variación positiva del 890,8% frente a la ganancia operativa de Ps 0,5 MM reportada en el 4T 2016.

En el cuarto trimestre de 2017, los ingresos del segmento aumentaron un 31,6% en relación al mismo periodo de 2016, alcanzando los Ps 56,7 MM. Este incremento se produce debido a los siguientes factores:

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 5,3 MM, o 28,8%, debido a la combinación de un incremento del 24,4% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, sumado a un leve aumento en los volúmenes comercializados totales del 3,6%, destacándose un incremento del 32,3% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 4,7 MM, o 37,6%, principalmente por un incremento del 26,6% en el precio promedio, compensado junto a un aumento en los volúmenes totales despachados del

8,8%, destacándose un incremento del 17,4% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);

- Las ventas de fuel oil en el mercado local disminuyeron en Ps 1,2 MM, o un 82,6%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 80,5% a las usinas de generación eléctrica y a una disminución en el precio promedio de aproximadamente 10,7%;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps 2,6 MM, o 41,0%. Se destacan las mayores ventas de asfaltos, que se incrementaron en Ps 0,5 MM, o 98,4%, y las mayores ventas de GLP en un 48,8%, jet fuel en un 39,3%, productos petroquímicos en un 34,7%, y lubricantes en un 22,7%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos;
- Por su parte cabe destacar que los ingresos obtenidos por el segmento Downstream en el mercado externo se incrementaron en Ps 2,2 MM, o 49,1%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de jet fuel en un 56,1%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 36,9% y en un 14,1% en los volúmenes vendidos, así como también las mayores volúmenes comercializados y mejores precios obtenidos en fuel oil y gas oil, con incrementos de 47,9% y 136,4%, respectivamente. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de Ps 0,7 MM o 77,9% en la comparación de ambos trimestres, motivado por un incremento en los volúmenes de 67,7%, y un aumento de 6,1% en los precios obtenidos.

En el cuarto trimestre de 2017 los costos y gastos operativos se incrementaron un 19,2%, o Ps 7,4 MM, en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan:

- Incremento en las compras de petróleo crudo por Ps 4,7 MM o 21,2%. El volumen comprado a terceros tuvo un incremento de 50,8%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 9,7%. A su vez, se observó una suba de 23,0% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, principalmente a partir de la finalización del acuerdo de precios entre productores y refinadores que se mantuvo vigente hasta fines del tercer trimestre de 2017 y la suba del precio internacional durante el periodo;
- Mayores importaciones de combustibles por Ps 1,5 MM, o 158,2% debido a los mayores volúmenes importados de gas oil y jet fuel por 88,8% y 40,2%, respectivamente, productos cuyos precios presentaron un incremento de aproximadamente un 30,5% en el caso del gas oil y de 35,3% en el del jet fuel. Además, se efectuaron importaciones de nafta premium por Ps 0,8 MM, para abastecer la mayor demanda de este producto en el mercado local, las cuales no se habían efectuado en el mismo período del año anterior;
- Mayores compras netas de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 0,8 MM, o un 21,3%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 8,5% en el precio del bioetanol y un 18,6% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 10,0% y a un aumento en los volúmenes de FAME del 3,7%;
- Mayor recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, por Ps 0,2 MM, o 26,4%, las cuales se registran contablemente como compras. Dicho incremento es debido a un aumento en los volúmenes de 10,6% y a un aumento de 14,3% en el precio promedio;

- Disminución en los costos de los productos vendidos por Ps 3,6 MM, principalmente como consecuencia de una mayor valoración de los stocks con respecto a la ocurrida en el mismo trimestre del ejercicio anterior, y en menor medida, por una acumulación de stock, especialmente de crudo, por las mayores compras realizadas en el presente trimestre;
- En relación a los costos de producción, se observa durante el cuarto trimestre de 2017 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,5 MM, o 21,1%. 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 que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 2,3% inferior, el costo de refinación unitario aumentó en el cuarto trimestre de 2017 en un 24,0% en comparación con el mismo período de 2016. A su vez, los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan un incremento de Ps 0,2 MM, lo que representa un aumento del 22,4%;
- Mayores cargos por contingencias medioambientales por aproximadamente Ps 0,6 MM, o 421,4%, vinculadas a la actividad desarrollada por las áreas de negocios de Downstream;
- Mayores depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo por aproximadamente Ps 0,1 MM, lo que representa un incremento del 9,6%; motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la compañía.

Se registraron mayores gastos de comercialización por Ps 0,6 MM, o 14,6%, motivado fundamentalmente por los mayores volúmenes transportados debido a las mayores ventas, y los mayores costos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en los precios de combustibles en el mercado interno, por los mayores cargos de impuestos a los débitos y créditos bancarios y las mayores retenciones a las exportaciones, principalmente de harinas y aceites, todo ello parcialmente compensado por menores cargos relacionados a las campañas comerciales de fidelización de clientes.

En los otros resultados operativos, netos de este segmento, en el cuarto trimestre de 2017 se observa un incremento de la provisión para juicios y contingencias de aproximadamente Ps 0,6 MM, en comparación con el mismo período de 2016.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 292,4 Kbbld, un 2,3% inferior al del cuarto trimestre del 2016. Con estos menores niveles de procesamiento, se obtuvo una mayor producción de gas oil (+1,6%) y de naftas (+2,1%) y una menor producción de fuel oil (-38,7%), mientras que se incrementó la producción de otros refinados como jet fuel, asfaltos y carbón de petróleo, todo ello en comparación con las producciones del cuarto trimestre del año anterior.





### Inversiones

Las inversiones acumuladas del Downstream del año 2017 totalizaron Ps 8,2 MM, siendo un 16,9% inferiores a las del año 2016. Por su parte las inversiones del 4T 2017 alcanzaron los Ps 2,5 MM, un 23,8% inferiores a las del 4T 2016.

En el ejercicio, se destacó la finalización de la obra del Revamping de la Unidad de Topping III en Refinería Luján de Cuyo. Se inauguró el área de servicios Autopista Buenos Aires – La Plata, con dos estaciones de servicio icónicas, en las cuales se dispondrán de instalaciones para la carga de vehículos eléctricos.

Asimismo, continúan obras de mejoras en instalaciones logísticas y de mejoras en aspectos de seguridad y medio ambiente.

### 3.3 GAS Y ENERGÍA

4T 2016	3T 2017	4T 2017	Var.% 4T 17 / 4T 16	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2016	Ene-Dic 2017	Var.% 2017/2016
825	1.481	<b>195</b>	-76,4%	<b>Resultado operativo</b> (Ps M)	2.008	<b>3.259</b>	62,3%
9.104	17.178	<b>14.208</b>	56,1%	<b>Ventas netas</b> (Ps M)	29.726	<b>60.880</b>	104,8%
877	670	<b>1.262</b>	43,9%	<b>Inversiones</b> (Ps M)	2.134	<b>3.867</b>	81,2%
73	67	<b>93</b>	27,4%	<b>Depreciaciones</b> (Ps M)	290	<b>290</b>	0,0%

A partir de 2017, la Vicepresidencia de Gas y Energía acordó asumir todos los eventuales riesgos derivados de la administración y gestión de cobranza del Plan de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, por lo que comenzó a registrar el mismo dentro de los ingresos por ventas del segmento, para luego transferirlo al segmento de Upstream como una operación intersegmento.

La ganancia operativa de este segmento correspondiente al año 2017 fue de Ps 3,3 MM, lo que representa un incremento del 62,3% frente a los Ps 2,0 MM del año 2016. Dicho incremento se debe principalmente a la paulatina recomposición de tarifas obtenida por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., la cual registró una utilidad operativa de Ps 1,4 MM en 2017, frente a los Ps 0,3 MM de ganancia operativa obtenidos en 2016. También se registraron mejores resultados operativos provenientes de nuestra compañía controlada YPF Energía Eléctrica S.A. atribuibles a este segmento.

Por su parte, la ganancia operativa de este segmento correspondiente al cuarto trimestre de 2017 fue de Ps 0,2 MM, un 76,4% inferior a los Ps 0,8 MM del mismo trimestre 2016. Dicha disminución se debe a que, en el cuarto trimestre de 2016, nuestra subsidiaria Metrogas S.A., había devengado la Asistencia Económica Transitoria por Ps 0,8 MM, que le había sido reconocida por el Ministerio de Energía y Minería, correspondiente al ejercicio 2016.

#### Inversiones

Las inversiones acumuladas de Gas y Energía del año 2017 ascendieron a Ps 3,9 MM, siendo un 81,2% superior a las del año 2016. Por su parte las inversiones del 4T 2017 ascendieron a Ps 1,3 MM, un 43,9% superiores a las del 4T 2016.

En el trimestre, se destacó la puesta en servicio de la central termoeléctrica Y-GEN ubicada en el yacimiento Loma Campana, y el inicio de las pruebas de la planta de generación termoeléctrica Y-GEN II ubicada en 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, poseen una potencia de 107 MW y 270 MW, respectivamente, y están conectadas al Sistema Interconectado Nacional

En lo referente al parque eólico, que consta de 99 MW, entrará en servicio desde mediados del 2018 en forma gradual.

### 3.3 CORPORACION

Este segmento de negocio incluye fundamentalmente los gastos de funcionamiento de la corporación y las demás actividades no imputadas a los negocios previamente mencionados.

El resultado operativo de la corporación en el año 2017 fue negativo en Ps 4,4 MM, mostrando una variación negativa de 172,4% frente a los Ps 1,6 MM negativos del ejercicio 2016. En el segundo trimestre de 2016, en este segmento se incluyó el resultado positivo neto de Ps 1,5 MM generado por el proceso de desconsolidación de las entidades de Maxus. La restante variación está relacionada principalmente con los incrementos en los gastos de personal, con los mayores cargos por licencias informáticas y con los menores resultados obtenidos por nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A., motivados en parte por la menor percepción de incentivos para la construcción por Ps 0,2 MM.

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 2,5 MM en el año 2017 y de Ps 0,9 MM en 2016.

### 3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

En el año 2017 el resultado de las compañías no controladas (principalmente MEGA, Profertil, Refinor y Central Dock Sud) fue Ps 1,4 MM, reflejando un incremento de Ps 0,8 MM, o 142,9%, en relación al resultado obtenido en el mismo periodo 2016. En cuanto al cuarto trimestre 2017 el resultado alcanzó Ps 0,9 MM siendo un 310,0% superior a los Ps 0,2 MM del último trimestre 2016.

## 4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el año 2017, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 72,0 MM, un 46,3% mayor a la del año anterior. Para analizar esta variación de la caja operativa de Ps 22,8 MM, en primer lugar, se debe considerar que en septiembre de 2016 se produjo la cobranza de saldos atrasados derivados del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural mediante la recepción de títulos públicos (con ciertas limitaciones para su comercialización en el corto plazo, clasificadas como activos financieros) por un total de Ps 9,9 MM, que no fueron considerados caja operativa. De considerarse dicha cobranza en la caja operativa del año 2016, la misma hubiese ascendido a Ps 59,1 MM. Por otro lado, se registra un incremento del EBITDA de Ps 8,6 MM, y una disminución del capital de trabajo neto, derivado principalmente de las mayores cuentas por pagar originadas por mayores compras y de las mayores cobranzas provenientes de las compañías distribuidoras de gas natural.

El flujo de efectivo aplicado a la inversión en activos fijos e intangibles alcanzó los Ps 59,6 MM, mostrando una reducción del 7,1% respecto al año anterior con el fin de alinear dichas inversiones a la generación operativa de fondos. Por su parte, se registró una mayor liquidación de inversiones en activos financieros, los cuales provenían mayormente de la cobranza del Programa de Estímulo a la inyección Excedente de Gas Natural mediante la recepción de títulos públicos que se mencionó anteriormente, y a una disminución de préstamos financieros otorgados. De este modo el flujo de efectivo proveniente de las actividades de inversión del año 2017, se redujo un 16,5% hasta los Ps 55,2 MM.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el año 2017 la compañía tuvo una disminución neta de fondos de Ps 0,4 MM, a diferencia del incremento neto de Ps 10,8 MM obtenido en el año 2016. Esta diferencia fue generada por una menor toma y cancelación neta de vencimientos de deuda por Ps 9,7 MM y por un mayor pago de intereses por Ps 1,6 MM.

La generación de recursos previamente explicada, sumada a la tenencia 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 41,7 MM<sup>(1)</sup> al 31 de diciembre de 2017.

De este modo, la deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 10,3 MM, y la deuda neta los USD 8,0 MM<sup>(1)</sup>, con una ratio Deuda neta/EBITDA<sup>(2)</sup> de 1,98x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del ejercicio 2017 fue de 23,37%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares 7,43%.

A continuación, se detallan las emisiones de Obligaciones Negociables de YPF realizadas durante el 2017:

ON	Monto	Tasa de interés	Vencimiento
Clase LII	Ps 4.602 M	16,50%	60 meses
Clase LIII (*)	USD 1.000 M	6,95%	120 meses
Clase LIV	USD 750 M	7,00%	360 meses

(\*) Incluye reapertura por USD 250 MM del 15/12/17 a una tasa del 6,08%

Asimismo, en el cuarto trimestre, se realizó una recompra de la Clase XXVI por un monto total de USD 0,4 MM.

(1) Incluye inversiones en activos financieros (títulos públicos) por USD 696 millones a valor de mercado

(2) Deuda Neta: 8.032 MUSD / EBITDA LTM: 4.053 MUSD = 1,98x

**5. TABLAS Y NOTAS**  
Resultados 4° TRIMESTRE 2017

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

4T 2016	3T 2017	4T 2017	Var.% 4T17 / 4T16		Ene-Dic 2016	Ene-Dic 2017	Var.% 2016 / 2017
54.558	66.034	69.614	27,6%	Ingresos	210.100	252.813	20,3%
(46.326)	(56.108)	(60.231)	-30,0%	Costos	(177.304)	(211.812)	-19,5%
<b>8.232</b>	<b>9.926</b>	<b>9.383</b>	<b>14,0%</b>	<b>Resultado bruto</b>	<b>32.796</b>	<b>41.001</b>	<b>25,0%</b>
(4.534)	(4.684)	(5.174)	-14,1%	Gastos de comercialización	(15.212)	(17.954)	-18,0%
(1.868)	(2.174)	(2.771)	-48,3%	Gastos de administración	(7.126)	(8.736)	-22,6%
(1.651)	(334)	(696)	57,8%	Gastos de exploración	(3.155)	(2.456)	22,2%
1.245	-	5.032	304,2%	(Recupero)/Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(34.943)	5.032	N/A
1.972	316	(728)	N/A	Otros resultados operativos, netos	3.394	(814)	N/A
<b>3.396</b>	<b>3.050</b>	<b>5.046</b>	<b>48,6%</b>	<b>Resultado operativo</b>	<b>(24.246)</b>	<b>16.073</b>	<b>N/A</b>
<b>215</b>	<b>432</b>	<b>882</b>	<b>310,2%</b>	<b>Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos</b>	<b>588</b>	<b>1.428</b>	<b>142,9%</b>
4.167	4.350	8.660	107,8%	Ingresos financieros	16.759	17.623	5,2%
(6.710)	(7.297)	(9.764)	-45,5%	Costos financieros	(24.944)	(28.629)	-14,8%
330	491	984	198,2%	Otros resultados financieros	2.039	2.208	8,3%
<b>(2.213)</b>	<b>(2.456)</b>	<b>(120)</b>	<b>94,6%</b>	<b>Resultados financieros netos</b>	<b>(6.146)</b>	<b>(8.798)</b>	<b>-43,2%</b>
<b>1.398</b>	<b>1.026</b>	<b>5.808</b>	<b>315,5%</b>	<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>(29.804)</b>	<b>8.703</b>	<b>N/A</b>
<b>377</b>	<b>(780)</b>	<b>6.154</b>	<b>1532,4%</b>	<b>Impuesto a las ganancias</b>	<b>1.425</b>	<b>3.969</b>	<b>178,5%</b>
<b>1.775</b>	<b>246</b>	<b>11.962</b>	<b>573,9%</b>	<b>Resultado neto del ejercicio</b>	<b>(28.379)</b>	<b>12.672</b>	<b>N/A</b>
54	153	(48)	N/A	Resultado neto atribuible al interes no controlante	(142)	332	N/A
1.721	93	12.010	597,9%	Resultado neto atribuible al accionista de la controlante	(28.237)	12.340	N/A
<b>4,36</b>	<b>0,24</b>	<b>30,59</b>	<b>601,6%</b>	<b>Resultado neto por acción básico y diluida</b>	<b>(72,13)</b>	<b>31,43</b>	<b>N/A</b>
4.850	5.634	10.333	113,1%	Otros resultados integrales	27.414	21.917	-20,1%
<b>6.625</b>	<b>5.880</b>	<b>22.295</b>	<b>236,5%</b>	<b>Resultado integral total del periodo</b>	<b>(965)</b>	<b>34.589</b>	<b>N/A</b>
<b>13.933</b>	<b>17.043</b>	<b>16.745</b>	<b>20,2%</b>	<b>EBITDA (*)</b>	<b>58.216</b>	<b>66.791</b>	<b>14,7%</b>

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

(\*) EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas + (Recupero) / Deterioro de propiedades, planta y equipo

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

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2017</u>
<b>Activo No Corriente</b>		
Activos intangibles	8.114	9.976
Propiedades, planta y equipo	308.014	354.443
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	5.488	6.045
Activos mantenidos para su disposición	-	8.823
Activos por impuesto diferido, netos	564	588
Otros créditos	3.909	1.335
Créditos por ventas	87	2.210
Inversiones en activos financieros	7.737	-
<b>Total del activo no corriente</b>	<b><u>333.913</u></b>	<b><u>383.420</u></b>
<b>Activo Corriente</b>		
Inventarios	21.820	27.291
Otros créditos	13.456	12.684
Créditos por ventas	33.645	40.649
Inversiones en activos financieros	7.548	12.936
Efectivo y equivalentes de efectivo	10.757	28.738
<b>Total del activo corriente</b>	<b><u>87.226</u></b>	<b><u>122.298</u></b>
<b>Total del activo</b>	<b><u>421.139</u></b>	<b><u>505.718</u></b>
<b>Patrimonio Neto</b>		
Aportes de los propietarios	10.403	10.402
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	108.352	141.893
Interés no controlante	(94)	238
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b><u>118.661</u></b>	<b><u>152.533</u></b>
<b>Pasivo No Corriente</b>		
Provisiones	47.358	54.734
Pasivo asociados con activos mantenidos para su disposición	-	4.193
Pasivos por impuesto diferido, netos	42.465	37.645
Cargas fiscales	98	220
Préstamos	127.568	151.727
Otros pasivos	336	277
Cuentas por pagar	2.187	1.655
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b><u>220.012</u></b>	<b><u>250.451</u></b>
<b>Pasivo Corriente</b>		
Provisiones	1.994	2.442
Impuesto a las ganancias a pagar	176	191
Cargas fiscales	4.440	6.879
Remuneraciones y cargas sociales	3.094	4.132
Préstamos	26.777	39.336
Otros pasivos	4.390	2.383
Cuentas por pagar	41.595	47.371
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b><u>82.466</u></b>	<b><u>102.734</u></b>
<b>Total del pasivo</b>	<b><u>302.478</u></b>	<b><u>353.185</u></b>
<b>Total del Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b><u>421.139</u></b>	<b><u>505.718</u></b>

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

### 5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS (Cifras expresadas en millones de pesos)

4T 2016	3T 2017	4T 2017		Ene-Dic 2016	Ene-Dic 2017
			<b>Actividades operativas:</b>		
1.775	246	11.962	Resultado neto	(28.379)	12.672
(215)	(432)	(882)	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(588)	(1.428)
10.341	13.718	16.058	Depreciación de propiedades, planta y equipo	44.752	53.512
206	222	233	Amortización de activos intangibles	717	838
2.190	1.034	1.374	Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	5.791	4.592
(377)	780	(6.154)	Cargo por impuesto a las ganancias	(1.425)	(3.969)
(1.245)	-	(5.032)	(Recupero) / Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	34.943	(5.032)
2.248	135	2.608	Aumento neto de provisiones	6.040	4.924
1.105	1.904	362	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	3.298	7.611
45	46	46	Plan de beneficios en acciones	153	162
-	-	(206)	Seguros devengados	-	(206)
-	-	-	Resultado por desconsolidación de sociedades	(1.528)	-
			<b>Cambios en activos y pasivos:</b>		
(686)	(8.952)	(246)	Créditos por ventas	(16.079)	(8.073)
(1.728)	(766)	(1.236)	Otros créditos	5.406	895
1.667	(34)	(355)	Inventarios	1.469	(1.686)
1.477	4.321	2.098	Cuentas por pagar	(1.133)	6.408
(1.634)	752	354	Cargas fiscales	(1.776)	2.550
494	706	772	Remuneraciones y cargas sociales	784	1.065
190	452	(237)	Otros pasivos	190	(717)
(450)	(315)	(407)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.753)	(1.388)
(1)	17	-	Dividendos cobrados	420	328
-	-	-	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	607	-
(379)	(282)	(323)	Pagos de impuesto a las ganancias	(2.726)	(1.084)
<b>15.023</b>	<b>13.552</b>	<b>20.789</b>	<b>Flujo neto de efectivo de las actividades operativas</b>	<b>49.183</b>	<b>71.974</b>
			<b>Actividades de inversión:</b>		
(17.190)	(16.273)	(15.667)	Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(64.160)	(59.618)
(60)	(92)	(462)	Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(448)	(891)
3.240	2.404	1.883	Cobro por ventas de activos financieros	1.072	4.287
(1.383)	-	-	Pagos por adquisición de activos financieros	(3.476)	-
-	-	-	Cobro de seguros por daño material	355	-
483	-	469	Intereses cobrados de activos financieros	483	980
<b>(14.910)</b>	<b>(13.961)</b>	<b>(13.777)</b>	<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión</b>	<b>(66.174)</b>	<b>(55.242)</b>
			<b>Actividades de financiación:</b>		
(23.844)	(9.797)	(11.469)	Pago de préstamos	(73.286)	(36.346)
(4.709)	(4.948)	(4.387)	Pago de intereses	(16.330)	(17.912)
21.552	17.343	21.316	Préstamos obtenidos	101.322	54.719
-	-	-	Recompra de acciones propias en cartera	(50)	(100)
-	-	-	Aportes del interés no controlante	50	-
-	-	(716)	Dividendos pagados	(889)	(716)
<b>(7.001)</b>	<b>2.598</b>	<b>4.744</b>	<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación</b>	<b>10.817</b>	<b>(355)</b>
<b>11</b>	<b>237</b>	<b>1.162</b>	<b>Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes</b>	<b>1.692</b>	<b>1.665</b>
-	-	(61)	Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	-	(61)
-	-	-	Desconsolidación de subsidiarias	(148)	-
<b>(6.877)</b>	<b>2.426</b>	<b>12.857</b>	<b>Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes</b>	<b>(4.630)</b>	<b>17.981</b>
17.634	13.455	15.881	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	15.387	10.757
10.757	15.881	28.738	Efectivo y equivalentes al cierre del período	10.757	28.738
<b>(6.877)</b>	<b>2.426</b>	<b>12.857</b>	<b>Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes</b>	<b>(4.630)</b>	<b>17.981</b>
			<b>COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>		
7.922	6.639	9.672	Caja y Bancos	7.922	9.672
2.835	9.242	19.066	Otros Activos Financieros	2.835	19.066
<b>10.757</b>	<b>15.881</b>	<b>28.738</b>	<b>TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>10.757</b>	<b>28.738</b>

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



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

4T 2017	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	266	13.033	56.379	631	-695	<b>69.614</b>
Ingresos intersegmentos	32.110	1.175	294	1.968	-35.547	-
<b>Ingresos Ordinarios</b>	<b>32.376</b>	<b>14.208</b>	<b>56.673</b>	<b>2.599</b>	<b>-36.242</b>	<b>69.614</b>
<b>Resultado operativo</b>	3.502	195	5.152	-1.586	-2.217	<b>5.046</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	281	601	-	-	<b>882</b>
Depreciación de propiedades, planta y equipo	13.782	93	1.899	284	-	<b>16.058</b>
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(5.032)	-	-	-	-	<b>(5.032)</b>
Inversión en propiedades, planta y equipo	7.559	1.262	2.531	862	-	<b>12.214</b>
Activos	251.525	45.395	158.800	53.934	-3.936	<b>505.718</b>

  

4T 2016	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	3.125	8.179	42.737	517	-	<b>54.558</b>
Ingresos intersegmentos	25.753	925	327	2.174	-29.179	-
<b>Ingresos Ordinarios</b>	<b>28.878</b>	<b>9.104</b>	<b>43.064</b>	<b>2.691</b>	<b>-29.179</b>	<b>54.558</b>
<b>Resultado operativo</b>	2.135	825	520	-998	914	<b>3.396</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(1)	143	73	-	-	<b>215</b>
Depreciación de propiedades, planta y equipo	8.330	73	1.712	226	-	<b>10.341</b>
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(1.245)	-	-	-	-	<b>-1.245</b>
Inversión en propiedades, planta y equipo	16.067	877	3.323	545	-	<b>20.812</b>
Activos	236.173	25.866	125.536	34.739	-1.175	<b>421.139</b>

**5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES**

<i>Millones de USD</i>	2016	2017	2017	Var	2016	2017	Var
	4T	3T	4T	4T 17 / 4T 16	Ene-Dic	Ene-Dic	2017 / 2016
<b>ESTADO DE RESULTADOS</b>							
Ingresos Ordinarios	3.542	3.831	3.976	12,2%	14.262	15.291	7,2%
Costos de Ventas	-3.008	-3.255	-3.440	-14,4%	-12.030	-12.794	-6,3%
<b>Utilidad bruta</b>	<b>534</b>	<b>576</b>	<b>536</b>	<b>0,3%</b>	<b>2.232</b>	<b>2.498</b>	<b>11,9%</b>
Otros resultados operativos	-314	-399	-248	21,1%	-3.845	-1.523	60,4%
<b>Utilidad operativa</b>	<b>220</b>	<b>177</b>	<b>288</b>	<b>30,7%</b>	<b>-1.613</b>	<b>975</b>	<b>N/A</b>
Depreciaciones + deterioro del valor de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	591	796	630	6,6%	5.390	2.942	-45,4%
Amortización de activos intangibles	13	13	13	-0,5%	49	51	4,3%
Perforaciones exploratorias improductivas	80	3	25	-68,7%	137	86	-37,1%
<b>EBITDA</b>	<b>905</b>	<b>989</b>	<b>956</b>	<b>5,7%</b>	<b>3.962</b>	<b>4.053</b>	<b>2,3%</b>
<b>UPSTREAM</b>							
Ventas netas	1.875	1.737	1.849	-1,4%	7.755	7.060	-9,0%
Utilidad operativa	139	21	200	44,3%	-1.791	222	N/A
Amortizaciones	541	666	787	45,5%	2.593	2.732	5,3%
Inversiones	897	725	712	-20,6%	3.334	2.674	-19,8%
EBITDA	679	690	725	6,8%	3.287	2.753	-16,3%
<b>DOWNSTREAM</b>							
Ventas netas	2.796	2.892	3.237	15,8%	11.095	11.864	6,9%
Utilidad operativa	34	186	294	771,5%	215	957	344,8%
Amortizaciones	111	107	108	-2,4%	373	419	12,3%
Inversiones	216	141	145	-33,0%	665	491	-26,1%
EBITDA	145	292	403	177,9%	588	1.375	134,0%
<b>GAS Y ENERGÍA</b>							
Ventas netas	591	997	811	37,3%	2.010	3.692	83,7%
Utilidad operativa	54	86	11	-79,2%	134	198	47,5%
Amortizaciones	5	4	5	12,1%	20	18	-11,1%
Inversiones	57	39	72	26,6%	144	235	63,4%
EBITDA	58	90	16	-71,8%	154	216	40,0%
<b>ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS</b>							
Utilidad operativa	-65	-74	-91	-39,8%	-105	-263	-149,8%
Inversiones	35	17	49	39,1%	113	97	-14,4%
<b>AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN</b>							
Utilidad operativa	59	-42	-127	N/A	-66	-139	-109,9%
<i>Tipo de cambio promedio del periodo</i>	<b>15,40</b>	<b>17,23</b>	<b>17,51</b>		<b>14,73</b>	<b>16,51</b>	
<i>Tipo de cambio cierre del periodo</i>	<b>15,84</b>	<b>17,26</b>	<b>18,60</b>		<b>15,84</b>	<b>18,60</b>	

NOTA: El cálculo de las magnitudes financieras expresadas en dólares estadounidenses surge del cálculo de los resultados expresados en pesos argentinos dividido el tipo de cambio promedio de cada periodo. Para los periodos acumulados los resultados en dolares derivan de la suma de los resultados trimestrales.

**5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS**

	Unidad	2016					2017				
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2016	1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2017
<b>Producción</b>											
Producción de crudo	Kbbl	22.656	22.102	22.735	22.051	89.544	21.058	19.867	20.904	21.219	83.048
Producción de NGL	Kbbl	5.124	4.512	4.608	4.987	19.230	4.923	4.680	4.469	4.309	18.381
Producción de gas	Mm3	4.008	4.074	4.127	4.099	16.308	4.076	4.056	4.057	3.893	16.082
<b>PRODUCCION TOTAL</b>	<b>Kbpe</b>	<b>52.986</b>	<b>52.237</b>	<b>53.299</b>	<b>52.816</b>	<b>211.338</b>	<b>51.618</b>	<b>50.055</b>	<b>50.891</b>	<b>50.012</b>	<b>202.576</b>
<b>Henry Hub</b>	US\$/mbtu	2,09	1,95	2,81	2,98	<b>2,46</b>	3,32	3,18	3,00	2,93	<b>3,11</b>
<b>Brent</b>	US\$/bbl	37,88	45,56	45,79	49,19	<b>43,56</b>	53,68	49,67	52,11	61,53	<b>54,25</b>
<b>Ventas</b>											
<b>Ventas de productos refinados</b>											
<b>Mercado interno</b>											
Motonaftas	Km3	1.283	1.119	1.178	1.248	4.828	1.297	1.220	1.284	1.358	5.158
Gasoil	Km3	1.855	2.038	1.955	1.955	7.803	1.792	1.954	1.981	2.025	7.751
JP1 y Kerosene	Km3	130	107	135	139	510	134	117	140	143	534
Fuel Oil	Km3	354	350	376	189	1.269	220	264	121	37	641
LPG	Km3	153	242	273	171	839	152	241	189	159	741
Otros (*)	Km3	263	270	340	342	1.214	357	377	406	408	1.547
<b>Total mercado interno</b>	<b>Km3</b>	<b>4.037</b>	<b>4.126</b>	<b>4.257</b>	<b>4.043</b>	<b>16.463</b>	<b>3.952</b>	<b>4.172</b>	<b>4.119</b>	<b>4.129</b>	<b>16.372</b>
<b>Mercado externo</b>											
Nafta Virgen	Km3	0	0	15	86	100	57	23	46	58	185
JP1 y Kerosene	Km3	121	117	130	138	507	135	123	139	142	538
LPG	Km3	117	17	40	128	302	115	39	70	98	322
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	149	116	93	87	445	83	74	102	116	376
Otros (**)	Km3	105	24	26	59	214	28	29	4	53	115
<b>Total mercado externo</b>	<b>Km3</b>	<b>493</b>	<b>275</b>	<b>303</b>	<b>498</b>	<b>1.568</b>	<b>419</b>	<b>289</b>	<b>361</b>	<b>467</b>	<b>1.536</b>
<b>Total ventas productos refinados</b>	<b>Km3</b>	<b>4.529</b>	<b>4.401</b>	<b>4.560</b>	<b>4.540</b>	<b>18.031</b>	<b>4.371</b>	<b>4.461</b>	<b>4.481</b>	<b>4.596</b>	<b>17.908</b>
<b>Ventas de productos químicos</b>											
<b>Mercado interno</b>											
Fertilizantes	Ktn	24	40	91	114	269	35	39	139	111	324
Metanol	Ktn	55	82	105	85	327	57	84	73	99	313
Otros	Ktn	133	125	122	144	524	116	130	125	129	500
<b>Total mercado interno</b>	<b>Ktn</b>	<b>212</b>	<b>247</b>	<b>318</b>	<b>343</b>	<b>1.120</b>	<b>208</b>	<b>254</b>	<b>337</b>	<b>339</b>	<b>1.138</b>
<b>Mercado externo</b>											
Metanol	Ktn	2	1	2	2	7	1	2	1	2	5
Otros	Ktn	25	41	78	51	195	42	51	53	55	201
<b>Total mercado externo</b>	<b>Ktn</b>	<b>27</b>	<b>42</b>	<b>80</b>	<b>53</b>	<b>202</b>	<b>43</b>	<b>52</b>	<b>54</b>	<b>57</b>	<b>206</b>
<b>Total ventas productos químicos</b>	<b>Ktn</b>	<b>239</b>	<b>289</b>	<b>398</b>	<b>396</b>	<b>1.322</b>	<b>251</b>	<b>306</b>	<b>391</b>	<b>395</b>	<b>1.344</b>
<b>Ventas de otros productos</b>											
<b>Granos, harinas y aceites</b>											
Mercado interno	Ktn	9	27	7	11	54	21	37	21	18	97
Mercado externo	Ktn	169	311	256	151	887	159	291	331	253	1.034
<b>Total granos, harinas y aceites</b>	<b>Ktn</b>	<b>178</b>	<b>338</b>	<b>263</b>	<b>162</b>	<b>941</b>	<b>180</b>	<b>328</b>	<b>353</b>	<b>271</b>	<b>1.131</b>
<b>Principales volúmenes importados</b>											
Naftas y Jet Fuel	Km3	50	65	52	3	171	3	40	13	98	154
Gasoil	Km3	145	239	306	45	736	152	230	77	85	545

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

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

	Petróleo crudo y condensado		
	(millones de barriles)		
	2017		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
<b>Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas</b>			
Saldos al inicio del ejercicio	525	-	525
Revisiones de estimaciones anteriores	(71)	-	(71)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	51	-	51
Compras y Ventas	-	-	-
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(83)	-	(83)
<b>Saldos al cierre del ejercicio<sup>(1)</sup></b>	<b>422</b>	<b>-</b>	<b>422</b>
	2017		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
<b>Reservas comprobadas, desarrolladas</b>			
Saldos al inicio del ejercicio	380	-	380
Saldos al cierre del ejercicio	286	-	286
<b>Reservas comprobadas, no desarrolladas</b>			
Saldos al inicio del ejercicio	145	-	145
Saldos al cierre del ejercicio	136	-	136

(1) Nuestras reservas comprobadas de crudo y condensado al 31 de diciembre de 2017 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 62 mmbbl, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de crudo y condensado para el año 2017 incluye un volumen estimado de aproximadamente 12 mmbbl relativos a los citados pagos.

	Líquidos de gas natural		
	(millones de barriles)		
	2017		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
<b>Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas</b>			
Saldos al inicio del ejercicio	68	-	68
Revisiones de estimaciones anteriores	4	-	4
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	5	-	5
Compras y Ventas	-	-	-
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(19)	-	(19)
Saldos al cierre del ejercicio <sup>(1)</sup>	<u>58</u>	<u>-</u>	<u>58</u>
	2017		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
<b>Reservas comprobadas, desarrolladas</b>			
Saldos al inicio del ejercicio	53	-	53
Saldos al cierre del ejercicio	<u>47</u>	<u>-</u>	<u>47</u>
<b>Reservas comprobadas, no desarrolladas</b>			
Saldos al inicio del ejercicio	15	-	15
Saldos al cierre del ejercicio	<u>11</u>	<u>-</u>	<u>11</u>

(1) Nuestras reservas comprobadas de líquidos de gas natural al 31 de diciembre de 2017 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 7 mmbbl, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de líquidos de gas natural para el año 2017 incluye un volumen estimado de aproximadamente 2 mmbbl relativos a los citados pagos.

<b>Gas Natural</b>			
<b>(miles de millones de pies cúbicos)</b>			
<b>2017</b>			
	<u>Argentina</u>	<u>Estados Unidos</u>	<u>Consolidado</u>
<b>Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas</b>			
Saldos al inicio del ejercicio	2.923	-	2.923
Revisiones de estimaciones anteriores	(161)	-	(161)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	313	-	313
Compras y Ventas	12	-	12
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(567)	-	(567)
Saldos al cierre del ejercicio <sup>(1)</sup>	<u>2.520</u>	<u>-</u>	<u>2.520</u>
<b>2017</b>			
	<u>Argentina</u>	<u>Estados Unidos</u>	<u>Consolidado</u>
<b>Reservas comprobadas, desarrolladas</b>			
Saldos al inicio del ejercicio	2.143	-	2.143
Saldos al cierre del ejercicio	<u>1.850</u>	<u>-</u>	<u>1.850</u>
<b>Reservas comprobadas, no desarrolladas</b>			
Saldos al inicio del ejercicio	780	-	780
Saldos al cierre del ejercicio	<u>670</u>	<u>-</u>	<u>670</u>

- (1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2017 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 291 mmcf, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de gas natural para el año 2017 incluye un volumen estimado de aproximadamente 64 mmcf relativos a los citados pagos.



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

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

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

Website: [inversores.ypf.com](http://inversores.ypf.com)

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 1215

Fax: 54 11 5441 2113