

YPF S.A.
Resultados Consolidados
Año 2016 y 4T 2016



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO Y CUARTO TRIMESTRE DE 2016..... 3

2. ANALISIS DE RESULTADOS DEL AÑO 2016 Y CUARTO TRIMESTRE 2016..... 4

 2.1 RESULTADOS ACUMULADOS..... 4

 2.2 CUARTO TRIMESTRE 2016..... 8

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS 12

 3.1 UPSTREAM..... 12

 3.1.1 RESULTADOS ACUMULADOS..... 12

 3.1.2 CUARTO TRIMESTRE 2016..... 15

 3.2 DOWNSTREAM..... 19

 3.2.1 RESULTADOS ACUMULADOS..... 19

 3.2.2 CUARTO TRIMESTRE 2016..... 21

 3.3 GAS Y ENERGÍA 24

 3.4 CORPORACION 25

 3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS 25

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL 25

5. TABLAS Y NOTAS 27

 5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO 28

 5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO 29

 5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO 30

 5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO..... 31

 5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES 32

 5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS..... 33

 5.7 INFORMACION COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETROLEO Y GAS 34

El año 2016 cerró con aumento de Ingresos del 34,6%, de EBITDA del 22,4% y una disminución del Resultado Operativo antes de deterioro de activos del 44,1%.

4T 2015	3T 2016	4T 2016	Var.% 4T16 / 4T15	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2015	Ene-Dic 2016	Var.% 2016 / 2015
40.946	55.849	54.558	33,2%	Ingresos (Ps M)	156.136	210.100	34,6%
910	-34.578	3.396	273,2%	Resultado operativo (Ps M)	16.588	-24.246	-246,2%
3.445	1.610	2.151	-37,6%	Resultado operativo antes de deterioro de activos (Ps M)	19.123	10.697	-44,1%
-1.865	-30.256	1.775	-195,2%	Resultado neto (Ps M)	4.426	-28.379	-741,2%
-217	-6.734	966	-544,5%	Resultado neto antes de deterioro de activos (Ps M)	6.074	-5.666	-193,3%
11.589	14.609	13.933	20,2%	EBITDA (Ps M)	47.556	58.216	22,4%
-4,32	-77,14	4,35	-200,8%	Resultado neto por acción (Ps /acción)	11,68	-72,13	-717,5%
18.322	14.997	18.569	1,3%	Inversiones (*) (Ps M)	61.161	62.805	2,7%

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

(*) Inversiones netas de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburo Ps 2,4 MM.

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

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO 2016

- Los ingresos del año 2016 ascendieron a Ps 210,1 MM, un 34,6% más que en 2015.
- En el año 2016, el resultado operativo, antes del cargo por deterioro de activos, alcanzó los Ps 10,7 MM, un 44,1% inferior respecto al año 2015, mientras que el EBITDA para los 12 meses del año 2016 alcanzó los Ps 58,2 MM, siendo un 22,4% mayor que el EBITDA 2015.
- El flujo de caja operativo ascendió a los Ps 49,2 MM para los 12 meses del año 2016, siendo este un 18,8% superior a los Ps 41,4 MM reportados para el año 2015.
- En cuanto a las inversiones totales en bienes de uso, se incrementaron en un 2,7%, alcanzando los Ps 62,8 MM.
- La producción total de hidrocarburos del año 2016 alcanzó los 577,4 Kbbpd. La producción de crudo fue de 244,7 Kbbld, un 2,0% inferior a la del año anterior, mientras que la producción de gas natural fue de 44,6 Mm3d, con un incremento del 0,9%. El promedio de crudo procesado del 2016 alcanzó los 294 Kbbld, un 1,8% inferior al año 2015, siendo el promedio de utilización de las refinerías para el año 2016 del 92%.

- En el año 2016, las reservas probadas (P1) han disminuido un 9,2%, de 1.226 Mbpe a 1.113 Mbpe con una tasa de reemplazo de reservas total del 46%. Por su parte la incorporación de reservas de hidrocarburos alcanzó los 98 Mbpe, de los cuales 22 Mbbl corresponden a líquidos y 76 Mbpe a gas natural.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL AÑO 2016 Y CUARTO TRIMESTRE 2016

2.1 RESULTADOS ACUMULADOS

Los ingresos correspondientes al año 2016 fueron de Ps 210,1 MM, lo que representa un aumento del 34,6% en comparación con el año 2015. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 14,4 MM, o 65,5%, debido a un incremento en el precio promedio del 67,8% en pesos, principalmente debido no sólo a mayores precios a terceros sino también a la aplicación del Programa de Estímulo a la inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental, parcialmente compensado con una disminución del 1,4% en los volúmenes de venta;
- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 14,3 MM, o 25,2%, debido a un incremento aproximado del 30,5% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 4,1%, reflejando sin embargo un incremento del 8,3% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 11,3 MM, o 32,3%, debido a un incremento aproximado del 34,1% en el precio promedio para el mix de naftas, parcialmente compensado por una disminución en los volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,3%, reflejando sin embargo un incremento del 1,1% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas de gas natural al segmento minorista provenientes de nuestra subsidiaria Metrogas (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 2,9 MM, o 78,0%, debido a un incremento en el precio promedio del 60,1% y a un aumento del 11,2% en los volúmenes comercializados;
- Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en Ps 2,6 MM, o 36,6%, debido a un incremento en el precio promedio de aproximadamente 54,5%, parcialmente compensado con una disminución en los volúmenes comercializados del 11,6%;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps 4,1 MM, o 33,0%. Se destacan entre ellos, las mayores exportaciones de harinas, granos y aceites en un 38,8%, de Jet Fuel en un 29,0%, y de los productos Petroquímicos en un 37,2%, en todos ellos debido a un incremento en los precios promedio de venta medidos en pesos, compensados con disminuciones en los volúmenes comercializados;

- Compensando parcialmente el efecto de los incrementos mencionados, en el año 2015 se habían devengado Ps 2,0 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo. Dicho programa fue discontinuado a partir de 2016.

El costo de ventas en el año 2016 fue de Ps 177,3 MM, un 48,3% superior al del año 2015, incluyendo incrementos en los costos de producción del 48,5% y en las compras del 43,9%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 41,4%. 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 17,4 MM, o 67,6%, debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por Ps 8,4 MM, o 29,1%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 28,2%;
- Incremento en las regalías por Ps 5,2 MM, o 45,7%, de los cuales Ps 3,2 MM corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 2,0 MM a regalías sobre la producción de gas natural, en ambos casos por los mayores valores en boca de pozo de estos productos;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por Ps 2,5 MM, o 42,0%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles, considerando un incremento en el indicador unitario, medido en pesos, del 44,2%;
- Incremento en los costos de transporte por Ps 2,2 MM, o 45,0%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

b) Compras

- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 5,5 MM, o 70,5%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 45,6% en el precio del bioetanol y un 76,3% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 11,0% por un incremento en la cuota de corte en las naftas, y a un aumento en los volúmenes de FAME del 1,4%;
- 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 2,3 MM, o 78,2%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 70,0% y a un incremento de los volúmenes adquiridos del 4,8%;

- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 2,2 MM, o 19,5%, debido a un incremento del 35,0% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, relacionado principalmente a la depreciación del peso ya que hubo una disminución del 13,4% en los precios promedio cobrados por terceros en dólares y a una disminución en los volúmenes de compra de aproximadamente 11,4%;
- Incremento en la recepción de granos por Ps 1,5 MM, o 58,1%, 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 el precio promedio de 91,1% parcialmente compensado por una disminución de los volúmenes del 17,3%;
- Menores importaciones de combustibles por Ps 0,6 MM, o 10,0%, debido a un 38,5% de menor volumen adquirido de gas oil, compensado parcialmente por un incremento del 15,7% en los volúmenes adquiridos de naftas y jet fuel.

Adicionalmente, el monto indemnizatorio de seguro devengado en 2015 vinculado al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013, ascendió a Ps 0,6 MM. De la misma manera, el monto indemnizatorio de seguro devengado en 2015 relacionado con el siniestro que afectó nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero (Mendoza) en marzo de 2014, ascendió a Ps 1,2 MM, de los cuales Ps 0,8 MM fueron registrados como un menor costo por compras y Ps 0,4 MM como otros resultados operativos. Ambos casos mencionados impactan negativamente en la comparación del costo de ventas del año 2016 con el correspondiente al año anterior.

Los gastos de administración correspondientes al año 2016 ascendieron a Ps 7,1 MM, presentando un aumento del 27,6% frente a los Ps 5,6 MM registrados durante el año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios informáticos.

Los gastos de comercialización correspondientes al año 2016 ascendieron a Ps 15,2 MM, presentando un incremento del 37,1% comparado con los Ps 11,1 MM registrados durante el año 2015, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por aumentos en gastos de personal, en los cargos por depreciaciones de propiedades, planta y equipo, en las actividades publicitarias y promocionales y en la provisión para deudores de dudoso cobro, esto último debido a recuperos de incobrabilidades en el segmento de distribuidoras de gas natural registrados en 2015.

Los gastos de exploración correspondientes al año 2016 ascendieron a Ps 3,2 MM, presentando un incremento del 27,6% comparado con los Ps 2,5 MM correspondientes al año 2015.

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

En el año 2015 la compañía había reconocido un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles por Ps 2,5 MM motivados principalmente por una reducción del precio del petróleo comercializado en el mercado interno en el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo. Esta pérdida había impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo por un valor de Ps 2,3 MM y los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos por un valor de Ps 0,2 MM.

Los Otros resultados operativos, netos, correspondientes al año 2016 alcanzaron una ganancia de Ps 3,4 MM, representando un aumento de 101,8% comparado con la ganancia de Ps 1,7 MM correspondientes a 2015. En el presente ejercicio, este rubro incluye el resultado neto de Ps 1,5 MM generado por el proceso de desconsolidación del grupo de entidades de Maxus, y 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. La variación restante corresponde principalmente a menores incentivos para la construcción recibidos por nuestra compañía controlada A-Evangelista por Ps 0,2 MM y aun incremento de Ps 48 millones correspondientes a la Asistencia económica transitoria devengada por nuestra subsidiaria Metrogas.

Los resultados financieros correspondientes al año 2016 fueron una pérdida de Ps 6,1 MM, representando una disminución de 150,6% en comparación con la ganancia de Ps 12,2 MM correspondientes al año 2015. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 8,6 MM, debido a la menor depreciación del peso observada durante el año 2016 con respecto a 2015. A su vez, se registraron mayores intereses negativos y otros resultados financieros por Ps 9,7 MM, producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante el año 2016 en comparación con el año anterior.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al año 2016 fue una ganancia de Ps 1,4 MM, en comparación con el cargo negativo de Ps 24,6 MM correspondiente al año 2015, lo cual representa una disminución de 105,8%. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el menor impuesto diferido por Ps 27,3 MM, la cual fue parcialmente compensada con un incremento de Ps 1,3 MM en el monto de impuesto corriente. El menor cargo por impuesto diferido obedece a la registración del activo diferido de Ps 12,2 MM relacionado con el deterioro de propiedad, planta y equipo antes mencionado, y a la menor diferencia generada por la revaluación de los valores contables respecto de los valores impositivos de las propiedades, planta y equipo que se mantienen en pesos históricos para ser deducidos fiscalmente a medida que se deprecian, teniendo en cuenta la moneda funcional de la compañía y la menor devaluación registrada en el presente año 2016.

El Resultado neto del ejercicio 2016 fue una pérdida de Ps 28,4 MM, comparado con el resultado positivo de Ps 4,4 MM de 2015. Por su parte, el resultado neto antes del cargo por deterioro de activos, fue negativo en Ps 5,7 MM, en comparación a los Ps 6,1 MM positivos del mismo periodo 2015, lo que representa una disminución del 193,3%.

Durante el año 2016 las inversiones totales en propiedad, planta y equipo alcanzaron los Ps 62,8 MM siendo superiores en un 2,7% a las inversiones realizadas durante el ejercicio 2015.

En el año 2016, las reservas probadas han disminuido un 9,2%, de 1.226 Mbpe a 1.113 Mbpe. La tasa de reemplazo de reservas alcanzó un 46%, mientras que la específica de gas fue del 74% y la de líquidos de

20%. Por su parte la incorporación de reservas de hidrocarburos alcanzó los 98 Mbpe, de los cuales 22 Mbbl corresponden a líquidos y 76 Mbpe a gas natural.

2.2 CUARTO TRIMESTRE 2016

Los ingresos correspondientes al cuarto trimestre de 2016 fueron de Ps 54,6 MM, lo que representa un aumento del 33,2% en comparación con el mismo período de 2015. 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 3,5 MM o 23,7%, debido a un incremento del 27,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 3,2%, reflejando sin embargo un incremento del 10,6% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 3,0 MM o 31,4%, debido a un incremento del 33,5% en el precio promedio para el mix de naftas, parcialmente compensado por una disminución en los volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,6%, reflejando sin embargo un incremento del 5,1% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 2,9 MM o 47,4% como consecuencia de un incremento en el precio promedio del 59,4% en pesos, principalmente debido no sólo a los mayores precios a terceros sino también a la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental, parcialmente compensado con una disminución del 7,5% en los volúmenes de venta;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista provenientes de nuestra subsidiaria Metrogas (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 0,7 MM, un 79,8%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio del 93,7% parcialmente compensado con una disminución del 7,2% en los volúmenes de venta;
- Las ventas de fuel oil en el mercado local disminuyeron en Ps 0,2 MM, o un 13,9%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 39,7%, parcialmente compensado con un incremento en el precio promedio de aproximadamente 42,8%;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps 1,8 MM, o 66,3%. Se destacan entre ellos, las mayores exportaciones de harinas, granos y aceites en un 34,0%, de Jet Fuel en un 57,5%, y de los productos Petroquímicos en un 68,1%, en todos ellos debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos, compensados con disminuciones en los volúmenes comercializados; así como también las mayores exportaciones, en volúmenes y precios, de nafta virgen y LPG, en un 117,6% y 693,4%, respectivamente.
- Compensando parcialmente el efecto de los incrementos mencionados, en el cuarto trimestre de 2015 se habían devengado Ps 0,8 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo. Dicho programa fue discontinuado a partir de 2016.

El costo de ventas en el cuarto trimestre de 2016 fue de Ps 46,3 MM, un 41,3% superior al del cuarto trimestre de 2015, incluyendo incrementos en los costos de producción del 36,6% y en las compras del 40,7%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 38,3%. 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 aproximadamente Ps 2,5 MM, lo que representa un aumento del 34,5%, debido fundamentalmente a las inversiones en activos y a la apreciación de los mismos entre ambos períodos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por aproximadamente Ps 2,0 MM, o 24,4%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 24,6%;
- Mayores regalías por Ps 1,1 MM, o 36,2%, de los cuales Ps 0,7 MM corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 0,4 MM a mayores regalías sobre la producción de gas natural, en ambos casos por los mayores valores en boca de pozo de estos productos;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,6 MM, o 34,4%, 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 30,8%;
- Mayores costos de transporte por Ps 0,6 MM, o 40,7%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

b) Compras

- Mayores compras netas de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,9 MM, o un 97,9%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 53,2% en el precio del bioetanol y un 63,5% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 20,1% y a un aumento en los volúmenes de FAME del 29,8%;
- Mayores 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 0,6 MM, o un 103,1%, debido a una suba en el precio de compra en pesos del 104,2% y a una disminución de los volúmenes adquiridos del 0,5%;
- 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 0,3 MM, o un 50,9%, debido a similares volúmenes obtenidos a mayores precios en pesos;

- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 0,3 MM, o un 9,7%, debido a una suba en el precio de compra en pesos del 22,5% y a una disminución de los volúmenes adquiridos del 10,4%;
- Menores importaciones de combustibles por Ps 1,0 MM, o 63,1% debido a un 89,2% de menor volumen adquirido de gas oil y a un 44,5% de menores volúmenes adquiridos de naftas y jet fuel.

Adicionalmente, el monto indemnizatorio de seguro devengado en el cuarto trimestre de 2015 relacionado con el siniestro que afectó nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero (Mendoza) en marzo de 2014, ascendió a Ps 0,6 MM, de los cuales Ps 0,4 MM fueron registrados como un menor costo por compras y Ps 0,2 MM como otros resultados operativos. Esto impacta negativamente en la comparación del costo de ventas del cuarto trimestre del año 2016 con el correspondiente al mismo período del año anterior.

Los gastos de administración correspondientes al cuarto trimestre de 2016 ascendieron a Ps 1,9 MM, presentando un aumento del 8,0% fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas.

Los gastos de comercialización en el cuarto trimestre de 2016 ascendieron a Ps 4,5 MM, presentando un incremento del 49,4%. Se registraron mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, así como también por mayores gastos de personal, en los cargos por depreciaciones de propiedades, planta y equipo y en las actividades publicitarias y promocionales.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 1,7 MM en el cuarto trimestre de 2016, resultando superiores en un 131,6% a los registrados en el cuarto trimestre de 2015.

En el cuarto trimestre de 2016 se registró un recupero del cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo del negocio Upstream de Ps 1,2 MM 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.

Asimismo, en el cuarto trimestre de 2015 la compañía había reconocido un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles por Ps 2,5 MM motivados principalmente por una reducción del precio del petróleo comercializado en el mercado interno en el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo. Esta pérdida había impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo por un valor de Ps 2,3 MM y los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos por un valor de Ps 0,2 MM.

Los Otros resultados operativos, netos, correspondientes al cuarto trimestre de 2016 alcanzaron una ganancia de Ps 2,0 MM, representando un aumento de 160,8% comparado con la ganancia de Ps 0,8 MM del mismo período de 2015. En el presente período, este rubro incluye 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. Incluye también el registro de la Asistencia económica transitoria de Ps 0,8 MM devengada por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., mientras que en el último trimestre de 2015 se habían registrado Ps 0,1 MM por este mismo concepto.

Los resultados financieros correspondientes al cuarto trimestre de 2016 fueron negativos en Ps 2,2 MM, representando una disminución de 115,6% en comparación con los Ps 14,2 MM positivos correspondientes al mismo trimestre de 2015. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 13,6 MM, debido a la menor depreciación del peso observada durante el último trimestre de 2016 con respecto al mismo período de 2015. A su vez, se registraron mayores intereses negativos y otros resultados financieros por Ps 2,8 MM, producto de un mayor endeudamiento promedio durante el presente trimestre del año 2016 y en comparación con el mismo período del año anterior.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al cuarto trimestre de 2016 fue una ganancia de Ps 0,4 MM, en comparación con el cargo negativo de Ps 17,2 MM correspondiente al cuarto trimestre de 2015, lo cual representa una disminución de 102,2%. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el menor impuesto diferido por Ps 21,2 MM, la cual fue parcialmente compensada con un incremento de Ps 3,7 MM en el monto de impuesto corriente. El menor cargo por impuesto diferido obedece principalmente a la menor diferencia generada por la revaluación de los valores contables respecto de los valores impositivos de las propiedades, planta y equipo que se mantienen en pesos históricos para ser deducidos fiscalmente a medida que se deprecian, teniendo en cuenta la moneda funcional de la compañía y la menor devaluación registrada en el último trimestre año 2016 con respecto al mismo período de 2015.

El Resultado neto del 4T 2016 fue una ganancia de Ps 1.8 MM comparado con la pérdida de Ps 1.9 MM del 4T 2015. Por su parte, el resultado neto del período antes de deterioro de activos, fue una ganancia de Ps 1,0 MM, en comparación a la pérdida de Ps 0,2 MM del mismo periodo 2015. Lo que representa una variación positiva de 544,5%.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del trimestre alcanzaron los Ps 18,6 MM siendo superiores en un 1,3% a las inversiones en realizadas durante el cuarto trimestre de 2015.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

3.1 UPSTREAM

4T 2015	3T 2016	4T 2016	Var.% 4T 16 / 4T 15	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2015	Ene-Dic 2016	Var.% 2016 / 2015
570	-35.137	2.135	274,6%	Resultado operativo (Ps M)	7.535	-26.845	-456,3%
3.105	1.051	890	-71,3%	Resultado operativo antes de deterioro de activos (Ps M)	10.070	8.098	-19,6%
21.664	28.096	28.878	33,3%	Ventas netas (Ps M)	80.287	114.143	42,2%
252,4	247,1	239,7	-5,0%	Producción crudo (Kbbld)	249,7	244,7	-2,0%
53,9	50,1	54,2	0,6%	Producción NGL (Kbbld)	49,2	52,5	6,9%
43,8	44,9	44,6	1,7%	Producción gas (Mm3d)	44,2	44,6	0,9%
581,9	579,3	574,1	-1,3%	Producción total (Kbped)	576,7	577,4	0,1%
713	312	1.651	131,6%	Gastos de exploración (Ps M)	2.473	3.155	27,6%
14.477	11.665	13.824	-4,5%	Inversiones (*) (Ps M)	49.879	49.153	-1,5%
6.631	10.965	8.330	25,6%	Depreciaciones (Ps M)	23.075	38.125	65,2%

Precios de Realización

63,5	59,9	53,3	-16,2%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	67,6	58,9	-12,8%
4,45	4,78	4,79	7,6%	Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	4,50	4,76	5,8%

(*) Inversiones netas de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburo Ps 2,4 MM

3.1.1 RESULTADOS ACUMULADOS

El resultado operativo del Upstream del año 2016, antes de deterioro de activos, totalizó Ps 8,1 MM, un 19,6% inferior al resultado antes de deterioro de activos del año 2015. Considerando los respectivos cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo de Ps 34,9 MM en 2016 y de Ps 2,5 MM en 2015 cuando el deterioro también había afectado activos intangibles, el segmento tuvo una pérdida operativa de Ps 26,8 MM en 2016 y una ganancia operativa de Ps 7,5 en 2015.

Durante el año 2016, las ventas del segmento crecieron un 42,2% en relación al ejercicio 2015. Este incremento se produce gracias a los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo crudo se incrementaron en Ps 21,9 MM (+39,0%) debido a un aumento medido en pesos del precio de transferencia entre segmentos del 38,8%, mientras que los volúmenes transferidos entre segmentos se incrementaron un 0,6% y aquellos vendidos a terceros disminuyeron un 8,4%.
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 14,4 MM (+65,5%) debido a un incremento del precio promedio de venta a terceros medido en pesos mientras que el volumen comercializado reportó una disminución del 1,4%;
- Compensando parcialmente los incrementos mencionados durante el ejercicio 2015 se habían devengado Ps 2,0 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo, que fue discontinuado a partir de 2016.

El precio de realización promedio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el año 2016 disminuyó un 12,8% hasta los 58,9 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio de realización promedio fue de 4,76 USD/Mmbtu, un 5,8% superior al del 2015.

La producción total de hidrocarburos del año 2016 se mantuvo estable con respecto al año anterior, alcanzado los 577,4 Kbped, la producción de crudo alcanzó 244,7 Kbbld, un 2,0% inferior a la del año anterior, la producción de gas se incrementó un 0,9%, totalizando 44,6 Mm3d, mientras que la producción de NGL registro un aumento de 6,9% totalizando 52,5 Kbbld.

El incremento orgánico en la producción proviene principalmente de la cuenca Neuquina, destacándose la producción de tight gas proveniente de la formación Lajas que alcanzó un promedio diario de 4,9 Mm3d, lo que significa un aumento de 14,0% respecto del promedio diario del año 2015.

Durante el año 2016 se han puesto en producción un total de 642 pozos (YPF operado + YSUR), de los cuales 184 corresponden a pozos con objetivos a formaciones no convencionales: 59 en Loma Campana, 41 en la formación Lajas en Loma La Lata, 28 en Rincón del Mangrullo, 35 en El Orejano y 21 en Estación Fernández Oro. Al cierre del año 2016 el total de equipos de perforación era de 41, aunque 11 permanecían en stand-by.

Los costos operativos totales en el año 2016 aumentaron un 51,9% alcanzando los Ps 104,0 MM principalmente por:

- Incremento en las depreciaciones de propiedad planta y equipo por aproximadamente Ps 15,1 MM, lo que representa un aumento del 65,2%;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 8,4 MM, o 29,1%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 28,2%;
- Mayores regalías por Ps 5,2 MM, o 45,7%. De este aumento, Ps 3,2 MM corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 2,0 MM a mayores regalías sobre la producción de gas natural, en ambos casos por los mayores valores en boca de pozo de estos productos;



- Mayores costos de transporte por Ps 0,6 MM, con un aumento del 40,2%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

Los gastos de exploración correspondientes al año 2016 ascendieron a Ps 3,2 MM, presentando un incremento del 27,6% comparado con los Ps 2,5 MM correspondientes al año 2015, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el año 2016 versus el año 2015 por un monto diferencial de Ps 0,6 MM. Adicionalmente, las erogaciones por gastos para el desarrollo de estudios geológicos y geofísicos no mostraron variaciones significativas entre ambos años. Sin embargo, la inversión exploratoria total disminuyó Ps 1,4 MM, o 49,7%, comparado con el año anterior.

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

En el año 2015 la compañía había reconocido un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles por Ps 2,5 MM motivados principalmente por una reducción del precio del petróleo comercializado en el mercado interno en el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo. Esta pérdida había impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo por un valor de Ps 2,3 MM y los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos por un valor de Ps 0,2 MM.

En 2016 se incluye 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. Este importe fue registrado en el rubro Otros resultados operativos, netos.

Con respecto al siniestro que afectó nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero (Mendoza) en marzo de 2014, en el ejercicio 2015 se había devengado un monto indemnizatorio de seguro de Ps 1,2 MM, del cual Ps 0,8 MM se registraron como mayores ingresos ordinarios de este segmento y Ps 0,4 MM como Otros resultados operativos, netos.

Se destaca que durante el 2016 en comparación con el año 2015, los costos operativos erogables unitarios en dólares disminuyeron un 14,5%, de 23,2 USD/bpe en año 2015 a 20,7 USD/bpe en 2016 (incluyendo tributos por 6,6 USD/bpe y 6,0 USD/bpe respectivamente). Por su parte, el lifting cost promedio consolidado para la compañía fue de 12,0 USD/bpe, un 19,7% inferior a los 15,0 USD/bpe del año 2015.

Reservas

En el año 2016, las reservas probadas han disminuido un 9,2%, de 1.226 Mbpe a 1.113 Mbpe. La tasa de reemplazo de reservas alcanzó un 46%, mientras que la específica de gas fue del 74% y la de líquidos de 20%. Por su parte la incorporación de reservas de hidrocarburos alcanzó los 98 Mbpe, de los cuales 22 Mbbl corresponden a líquidos y 76 Mbpe a gas natural.

En la Cuenca Neuquina se destacan las incorporaciones de reservas comprobadas por el desarrollo de los reservorios de la formación Vaca Muerta, tanto en Shale Gas (El Orejano) como en Shale Oil (Loma La Lata Norte, Loma Campana) así como las del desarrollo de Tight Gas en la formación Lajas de Estación Fernández Oro, Aguada Toledo - Sierra Barrosa y la formación Mulichinco en Rincón del Mangrullo. En yacimientos convencionales se destacan, en gas la incorporación por actividad y comportamiento en Loma La Lata Central y Aguada Pichana, mientras que en petróleo se destaca la incorporación de reservas por Recuperación Mejorada en Chachahuén Sur y CNQ7/A y, por actividad de perforación en Volcán Auca Mahuida. Además se destaca la Incorporación por compra de participación en Río Neuquén y Aguada de la Arena.

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, El Trébol y Barranca Baya.

En Cuenca Austral se destaca la incorporación en el área Magallanes por la implementación del Proyecto PIAM de mejoras de infraestructura; mientras que en la Cuenca Cuyana destacan la adición del nuevo campo Mesa Verde y la incorporación por perforación de primaria en Ugarteche.

Por otro lado, cabe señalar que durante el ejercicio 2016 se produjeron disminuciones de reservas netas de petróleo crudo debido principalmente a una reducción esperada del precio del comercializado en el mercado interno conjuntamente con la evolución del comportamiento estimado de los costos en función tanto a variables macroeconómicas como de comportamiento operativo de nuestros activos. En cuanto al gas natural se produjeron disminuciones netas de reservas motivadas principalmente por revisiones de estimaciones previas y por una disminución en el precio de venta del gas de los campos de la isla de Tierra del Fuego.

3.1.2 CUARTO TRIMESTRE 2016

El resultado operativo del Upstream del cuarto trimestre 2016, antes de deterioro de activos, totalizó Ps 0,9 MM, un 71,3% inferior al resultado operativo antes de deterioro de activos del año 2015. Considerando los respectivos cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo explicados en la sección precedente, positivo por Ps 1,2 MM en el 4T 2016 y negativo por Ps 2,5 MM en el 4T 2015 cuando el deterioro también había afectado activos intangibles, el segmento tuvo una ganancia operativa de Ps 2,1 MM en el último trimestre de 2016, frente a la utilidad operativa de Ps 0,6 MM durante el mismo periodo de 2015.

En el cuarto trimestre de 2016, las ventas del segmento crecieron un 33,3% en relación al mismo periodo de 2015. Este incremento se produce gracias a los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo crudo se incrementaron en Ps 4,8 MM (+32,4%) debido a un aumento medido en pesos del precio de transferencia entre segmentos del 27,5%, mientras que los volúmenes transferidos entre segmentos se incrementaron un 4,2% y aquellos vendidos a terceros disminuyeron un 2,4%.

- Las ventas como productores de gas natural a terceros se incrementaron en Ps 2,9 MM (+47,4%) debido a un incremento del precio promedio de venta a terceros medido en pesos de 59,4% mientras que el volumen comercializado reportó una disminución del 7,5%;
- En el cuarto trimestre de 2015 se habían devengado Ps 0,8 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo vigente en ese momento.

El precio promedio de realización del crudo expresado en dólares en el mercado local en el cuarto trimestre del año 2016 disminuyó un 16,2% hasta los 53,3 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio de realización promedio fue de 4,79 USD/Mmbtu, un 7,6% superior al del mismo trimestre de 2015.

Durante el cuarto trimestre del año la producción total de hidrocarburos alcanzó los 574,1 Kbped, siendo un 1,3% inferior a la del mismo periodo 2015. La producción de crudo disminuyó un 5,0% totalizando 239,7 Kbbld, mientras que la producción de gas natural alcanzó los 44,6 Mm3d siendo un 1,7% superior a la del mismo periodo 2015. Por su parte la producción de NGL se incrementó un 0,6% alcanzando los 54,2 Kbbld.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el cuarto trimestre del año se han puesto en producción un total de 132 pozos nuevos, incluyendo los pozos de no convencional y tight mencionados posteriormente, y que sumados a los de los primeros trimestres de este año, acumulan un total de 642 nuevos pozos.

Durante el cuarto trimestre de 2016, en las áreas no convencionales se han producido un total de 62,3 Kbped de hidrocarburos, compuestos por 32,8 Kbbld de crudo, 9,9 Kbbld de NGL y 3,1 Mm3d de gas natural, de los cuales YPF consolida aproximadamente el 50%. En cuanto a la actividad de desarrollo de no convencional, se han puesto en producción 19 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total, al cierre del cuarto trimestre 2016, de aproximadamente 541 pozos, contando con un total de 9 equipos activos de perforación y 8 de workover.

En cuanto a la actividad en tight gas: (i) en el proyecto con el objetivo de desarrollar la formación Lajas, durante el cuarto trimestre de 2016, se pusieron en producción 4 pozos y la producción promedio de gas natural fue de 5,17 Mm3d, (ii) en el proyecto con el objetivo de desarrollar la formación Mulichinco en el área de Rincón del Mangrullo se alcanzó una producción de gas natural de 2,3 Mm3d neta para YPF (se pusieron en producción 3 pozos), y, (iii) en el proyecto Estación Fernández Oro la producción del trimestre alcanzó los 2,2 Mm3d.

En materia de los costos operativos totales se observó en el cuarto trimestre de 2016 un incremento del 47,3%, alcanzando los Ps 27,6 MM. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 2,0 MM, o 24,4%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 24,6%;
- Incremento en las depreciaciones de propiedad, planta y equipo por aproximadamente Ps 1,7 MM, lo que representa un aumento del 25,6%;

- Mayores regalías por Ps 1,1 MM, o 36,2%. De este aumento, Ps 0,7 MM corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 0,4 MM a mayores regalías sobre la producción de gas natural;
- Mayores costos de transporte por Ps 0,2 MM, con un aumento del 38,4%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 1,7 MM en el cuarto trimestre de 2016, presentando un incremento del 131,6% comparado a los Ps 0,7 MM registrados en el cuarto trimestre de 2015. Por una parte, se registraron mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre de 2016 versus similar período del año 2015 por un monto diferencial de Ps 0,9 MM. Adicionalmente, las erogaciones por gastos para el desarrollo de estudios geológicos y geofísicos no mostraron variaciones significativas entre ambos períodos. Sin embargo, la inversión exploratoria total disminuyó Ps 0,2 MM, o 21,8%, comparado con el mismo trimestre del año anterior.

En el cuarto trimestre de 2016, se incluye 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.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al cuarto trimestre de 2016, los costos erogables unitarios en dólares disminuyeron un 7,0%, de 23,4 USD/bpe en el 4T 2015 a 21,8 USD/bpe en el 4T 2016 (incluyendo tributos por 5,8 USD/bpe y 5,9 USD/bpe respectivamente). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la compañía fue de 12,7 USD/bpe, un 15,6% inferior a los 15,0 USD/Bpe del 4T 2015.

Inversiones

Las inversiones acumuladas del Upstream del año 2016 ascendieron a Ps 49,2 MM, siendo inferiores en un 1,5% a las del año 2015.

En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el año 2016 el 69% fueron destinadas a perforación y Workover, el 19% a instalaciones, y el 12 restante a exploración y otras actividades de Upstream.

Las inversiones en Upstream en el 4T 2016 alcanzaron los Ps 13,8 MM siendo inferiores en un 4,5% a las realizadas en el último trimestre de 2015.

En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el último trimestre del año el 55% fueron destinadas a perforación y Workover, el 23% a instalaciones, y el 22 restante a exploración y otras actividades de Upstream.

En la cuenca Neuquina la actividad del cuarto trimestre de 2016 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Aguada Toledo - Sierra Barrosa (Lajas), Rincón del Mangrullo, El Orejano, La Amarga Chica, Loma La Lata (Sierras Blancas), Chachahuen, Llananelo y Cerro Fortunoso. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques



Barrancas, Estructura Cruz de Piedra, Mesa Verde, Vizcacheras, mientras que en el Golfo San Jorge, la mayor actividad estuvo centrada en Cañadón de la Escondida, El Guadal, Seco León, Barranca Baya, dentro de la provincia de Santa Cruz y Manantiales Behr y El Trébol - Escalante en la provincia de Chubut. En lo que concierne a la actividad exploratoria, el cuarto trimestre del 2016 cubrió las cuencas Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral. En la Cuenca Cuyana se registró actividad en el bloque La Ventana. La actividad exploratoria en la cuenca Neuquina se enfocó en los bloques Cerro Arena, Señal Picada - Punta Barda, Payún Oeste, Agua Salada, Señal Cerro Bayo, CNQ7 y Chachahuen. En la Cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en la evaluación de objetivos profundos en Los Perales y Cañadón de la Escondida y en el flanco norte en los bloques Manantiales Behr y Escalante –El Trébol. En la cuenca austral se realizó actividad exploratoria en los bloques Fracción “E” y Lago Fuego.

Durante el cuarto trimestre del año se han finalizado 15 pozos exploratorios (10 de petróleo y 5 de gas).

3.2 DOWNSTREAM

4T 2015	3T 2016	4T 2016	Var.% 4T16 / 4T15	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2015	Ene-Dic 2016	Var.% 2016 / 2015
-678	332	520	-176,7%	Resultado operativo (Ps M)	6.948	3.093	-55,5%
32.519	42.992	43.064	32,4%	Ventas netas (Ps M)	125.766	163.463	30,0%
4.218	4.259	4.043	-4,2%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	17.029	16.463	-3,3%
382	303	498	30,4%	Exportación productos refinados (Km3)	1.461	1.568	7,3%
193	227	229	18,7%	Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	815	851	4,4%
59	80	53	-10,2%	Exportación de productos químicos (Ktn)	301	202	-32,9%
294	292	299	1,7%	Crudo procesado (Kbped)	299	294	-1,8%
92%	91%	94%	1,7%	Utilización de las refinerías (%)	94%	92%	-1,8%
2.910	2.486	3.323	14,2%	Inversiones (Ps M)	8.874	9.839	10,9%
852	1.317	1.712	100,9%	Depreciaciones (Ps M)	2.912	5.507	89,1%
722	645	627	-13,2%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	747	626	-16,3%
728	629	602	-17,4%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	754	614	-18,6%

(*) 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 2016 ascendió a Ps 3,1 MM, un 55,5% inferior a la del año 2015.

Las ventas netas crecieron un 30,0% en relación al año 2015, destacándose:

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 14,3 MM, o 25,2%, debido a un incremento del 30,5% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 4,1%, reflejando sin embargo un incremento del 8,3% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 11,3 MM, o 32,3%, gracias a un incremento del 34,1% en el precio promedio, parcialmente compensado por una disminución en los volúmenes totales

despachados del 1,3%, reflejando sin embargo un incremento del 1,1% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta Premium);

- Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en Ps 2,6 MM, o un 36,6%, debido a un incremento en el precio de venta del 54,5% y menores volúmenes comercializados;
- Las ventas de Jet Fuel y GLP en el mercado local se incrementaron en Ps 1,2 MM (+47,4%) y Ps 0,9 MM (+36,4%) respectivamente, principalmente por los mejores precios expresados en pesos sin presentar variaciones significativas en los volúmenes comercializados;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos, se registraron mayores ingresos por Ps 0,8 MM, debido a una mejora del 15,0% en los precios de venta medidos en pesos, como también al incremento del 7,1% en los volúmenes comercializados;
- Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado un incremento de Ps 4,1 MM, o 33,0%, debido fundamentalmente al aumento en los precios internacionales de los mismos. Se destacan las exportaciones de harinas, granos y aceites las cuales se incrementaron un 38,8%, totalizando Ps 5,0 MM.

En el año 2016 los costos y gastos operativos se incrementaron un 35,0% (+Ps 41,6 MM) en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan:

- Mayores costos en la compra de petróleo crudo con un aumento neto de Ps 23,8 MM, o 36,1%, como consecuencia del incremento en el precio de transferencia entre segmentos de 38,8% como también del precio de compra a terceros por 35,0%. Por su parte, los volúmenes de crudo transferidos desde el segmento del Upstream se incrementaron un 0,6% mientras que los volúmenes comprados a terceros presentaron una disminución del 11,4%;
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 5,5 MM, o 70,5%, con mayores precios para ambos productos y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 11,0% por un incremento en la cuota de corte en las naftas, y a un aumento en los volúmenes de FAME del 1,4%;
- Incremento en la recepción de granos por Ps 1,5 MM, o 58,1%, 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 el precio promedio de 91,1%, parcialmente compensado por una disminución de los volúmenes del 17,3%;
- Menores importaciones de combustibles por Ps 0,6 MM, o 10,0%, debido a un 38,5% de menor volumen adquirido de gas oil, compensado parcialmente por un incremento del 15,7% en los volúmenes adquiridos de naftas y jet fuel;
- En relación a los costos de producción, se observa durante el año 2016 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 2,5 MM, o 42,0%, 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 44,2% en comparación con el año 2015. A su vez, los

costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan una suba del 40,0%, con un impacto incremental de Ps 1,2 MM;

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo por aproximadamente Ps 2,5 millones, o 100,5%;
- Se registraron mayores gastos de comercialización por Ps 3,8 MM, o 35,6%, motivado fundamentalmente por mayores costos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en los precios de combustibles en el mercado interno, así como por el incremento de las depreciaciones de activos vinculados al uso comercial y de las actividades publicitarias y promocionales.
- En los otros resultados operativos, netos de este segmento, correspondientes al año 2015, se había registrado un incremento de la provisión para juicios y contingencias de aproximadamente Ps 0,7 MM en relación con el dictado de una sentencia que hizo lugar a la demanda promovida por la Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993-1997, alegando sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante ese período.

Durante el año 2016 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 294 mil barriles diarios de petróleo, un 1,8% inferior al nivel observado en el año anterior. Con estos niveles de procesamiento se obtuvo una menor producción de Gas Oil de 1,3%, de Naftas en un 1,0%, de Fuel Oil en un 16,0% y una mayor producción de otros refinados como LPG y nafta petroquímica. La menor producción de Fuel Oil se vio acentuada por la puesta en funcionamiento de la nueva unidad de Coque en la refinería La Plata que permite una mayor obtención de productos intermedios.

3.2.2 CUARTO TRIMESTRE 2016

El segmento del Downstream en el 4T de 2016 registró un resultado operativo de Ps 520 MM, lo que representa una variación positiva del 176,7% frente a la pérdida operativa de Ps 0,7 MM reportada en el 4T 2015.

Las ventas netas crecieron un 32,4% en relación al cuarto trimestre del año 2016, destacándose:

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 3,5 MM, o 23,7%, debido a la combinación de un incremento del 27,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por una disminución en los volúmenes comercializados totales del 3,2%, destacándose sin embargo un incremento del 10,6% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil Premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 3,0 MM, o 31,4%, gracias a un incremento del 33,5% en el precio promedio, compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes totales despachados del 1,6%, destacándose sin embargo un incremento del 5,1% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta Premium);

- Las ventas de fuel oil en el mercado local disminuyeron en Ps 0,2 MM, o un 13,9%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 39,7%, parcialmente compensado con un incremento en el precio promedio de venta de 42,8%;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado local, se registraron mayores ingresos por Ps 0,4 MM, o 52,7%, debido a un incremento del 24,7% en los volúmenes comercializados y a un incremento del 22,5% en el precio de venta medido en pesos;
- Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado un incremento de Ps 1,8 MM, o un 66,3%, debido fundamentalmente a los mejores precios medidos en pesos producto de la depreciación del peso observada en el presente trimestre, compensando así una leve caída en los volúmenes exportados. Se destacan en el trimestre las exportaciones de harinas, granos y aceites las cuales se incrementaron un 34,0%, totalizando Ps 0,9 MM

En el cuarto trimestre de 2016 los costos y gastos operativos se incrementaron un 28,2%, o Ps 9,3 MM, en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan:

- Mayores costos en las compras de petróleo crudo, a terceros y al segmento de Upstream, con un aumento neto de Ps 5,0 MM, o 29,0%, el cual se encuentra principalmente motivado por el incremento en el precio del petróleo crudo comprado expresado en pesos del 26,5%, y considerando un incremento del 4,2% en los volúmenes comprados al segmento de Upstream y una caída del 10,4% en los volúmenes comprados a otros productores. El precio promedio de compra de petróleo crudo al segmento de Upstream, medido en pesos, se incrementó un 27,5% mientras que, de manera similar, el precio de compra a otros productores de petróleo crudo se incrementó aproximadamente un 22,5%;
- Mayores compras netas de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,9 MM, o un 97,9%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 53,2% en el precio del bioetanol y un 63,5% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 20,1% y a un aumento en los volúmenes de FAME del 29,8%;
- Mayor recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, por Ps 0,3 MM, o 50,9%, las cuales se registran contablemente como compras.
- Menores importaciones de combustibles por Ps 1,0 MM, o 63,1% debido a un 89,2% de menor volumen adquirido de gas oil y a un 44,5% de menores volúmenes adquiridos de naftas y jet fuel.
- En relación a los costos de producción, se observa durante el cuarto trimestre de 2016 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,6 MM, o 34,4%. Dichos incrementos están fundamentalmente motivados por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo el menor nivel de procesamiento en refinerías, el costo de refinación unitario aumentó en el cuarto trimestre de 2016 en un 30,8% en comparación con el mismo período de 2015. A su vez, los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan una suba del 32,2%, con un impacto incremental de Ps 0,3 MM;

- Mayores depreciaciones de propiedad planta y equipo correspondientes al proceso productivo por aproximadamente Ps 0,9 MM, lo que representa un incremento del 116,8%; motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo periodo del año anterior, (se destaca la puesta en funcionamiento de la nueva unidad de Coque en la refinería La Plata), como así también a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la compañía;
- Se registraron mayores gastos de comercialización por Ps 1,5 MM, o 50,5%, motivado fundamentalmente por mayores costos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en los precios de combustibles en el mercado interno, así como por el incremento de las depreciaciones de activos vinculados al uso comercial y de las actividades publicitarias y promocionales;
- En los otros resultados operativos, netos de este segmento, correspondientes al cuarto trimestre de 2015, se registró un incremento de la provisión para juicios y contingencias de aproximadamente Ps 0,7 MM en relación con el dictado de una sentencia que hizo lugar a la demanda promovida por la Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993-1997, alegando sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante ese período.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 292 Kbbld, un 1,7% inferior al del cuarto trimestre del 2015. Con estos mayores niveles de procesamiento, se obtuvo una mayor producción de Gas Oil (+7,7%) y de Naftas (+2,9%), una menor producción de Fuel Oil (-44,1%), mientras que se incrementó la producción de otros refinados como GLP, jet fuel y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del cuarto trimestre del año anterior

Inversiones

Las inversiones acumuladas del Downstream del año 2016 ascendieron a Ps 9,8 MM, siendo un 10,9% superior a las del año 2015. Por su parte las inversiones del 4T 2016 ascendieron a Ps 3,3 MM, un 14,2% superiores a las del 4T 2015.

En el ejercicio, se destacó la finalización de la obra de construcción del nuevo Coque que fue puesto en marcha el 29 de septiembre de 2016 y se encuentra actualmente en plena condición operativa. Asimismo continúa el avance en la ejecución de los proyectos de revamping de Topping III en Mendoza cuya puesta en producción se estima para el segundo trimestre de 2017 y de mejoras en instalaciones logísticas y desempeño en aspectos de seguridad y medio ambiente.

3.3 GAS Y ENERGÍA

4T 2015	3T 2016	4T 2016	Var.% 4T 16 / 4T 15	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2015	Ene-Dic 2016	Var.% 2016 / 2015
243	786	825	239,5%	Resultado operativo (Ps M)	1.498	2.008	34,0%
4.541	8.360	9.104	100,5%	Ventas netas (Ps M)	16.187	29.726	83,6%
176	420	877	398,3%	Inversiones (Ps M)	469	2.134	355,0%
66	72	73	10,6%	Depreciaciones (Ps M)	255	290	13,7%

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

La ganancia operativa de este segmento correspondiente al año 2016 fue de Ps 2,0 MM, lo que representa un incremento del 34,0% frente a los Ps 1,5 MM durante el año 2015. Se destacan los mejores resultados en pesos obtenidos por los servicios de regasificación de GNL en Bahía Blanca y Escobar, cuyas tarifas están fijadas en dólares, los mejores resultados obtenidos por nuestra compañía controlada YPF Energía Eléctrica S.A. y el registro de la Asistencia económica transitoria de Ps 0,8 MM devengada por nuestra compañía controlada Metrogas S.A. en el presente ejercicio y en comparación con los Ps 0,7 MM devengados por este mismo concepto en 2015.

Por su parte, la ganancia operativa de este segmento correspondiente al cuarto trimestre de 2016 fue de Ps 0,8 MM, un 239,5% superior a los Ps 0,2 MM del mismo trimestre 2015. En este orden, se destacan los mejores resultados en pesos obtenidos por los servicios de regasificación de GNL en Bahía Blanca y Escobar, cuyas tarifas están fijadas en dólares, y el registro de la Asistencia económica transitoria de Ps 0,8 MM devengada por nuestra compañía controlada Metrogas S.A. En el cuarto trimestre de 2015, Metrogas S.A. había devengado Ps 0,1 MM por este mismo concepto.

Inversiones

Las inversiones acumuladas de Gas y Energía del año 2016 ascendieron a Ps 2,1 MM, siendo un 355,0% superior a las del año 2015. Por su parte las inversiones del 4T 2016 ascendieron a Ps 0,9 MM, un 398,3% superiores a las del 4T 2015.

En el ejercicio, se destacó la avance en las obra de construcción de la nueva planta termoeléctrica Loma Campana I, ubicada en el yacimiento del mismo nombre, y el parque eólico Manantiales Behr en Comodoro Rivadavia. Ambos proyectos estima entraran en producción en la segunda mitad de 2017.



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 2016 fue negativo en Ps 1,6 MM, mostrando una variación positiva de 30,7% frente a los Ps 2,3 MM negativos del ejercicio 2015. Durante 2016, en este grupo de actividades se incluye el resultado neto de Ps 1,5 MM generado por el proceso de desconsolidación del grupo de entidades de Maxus. La variación restante está relacionada con los incrementos en los gastos de personal y con los mayores cargos por licencias informáticas y depreciaciones de propiedades, planta y equipo.

Por su parte, los ajustes de consolidación, que corresponden a la eliminación de los resultados entre los distintos segmentos de negocios que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe negativo de Ps 0,9 MM en el año 2016 y de Ps 2,9 MM positivos en 2015.

3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

En el año 2016 el resultado de las compañías no controladas (principalmente MEGA, Profertil y Refinor) fue Ps 0,6 MM, reflejando un incremento de Ps 0,3 MM, o 84,9%, en relación al resultado obtenido en el mismo periodo 2015. En cuanto al cuarto trimestre 2016 el resultado alcanzó Ps 0,2 MM siendo un 19,2% inferior a los Ps 0,3 MM del último trimestre 2015.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el año 2016, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 49,2 MM, un 18,8% mayor a la del año anterior. Si bien el aumento del EBITDA fue de Ps 10,7 MM, la caja operativa se incrementó en Ps 7,8 MM debido a un aumento en el capital de trabajo en el presente ejercicio. Cabe mencionar que en el ejercicio se realizó el cobro parcial de los saldos adeudados del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural a través de la recepción de BONAR 2020 US\$, los que aún se encuentran en cartera al cierre del presente período, por lo que no incrementan la caja operativa de la compañía. Si estas cobranzas se considerasen como parte de la generación de caja operativa del presente ejercicio, la misma hubiese presentado un incremento del 42,7% y hubiese sido Ps 17,7 MM superior a la generada en el año anterior, alcanzando un total de Ps 59,1 MM.

El flujo de efectivo de las actividades de inversión alcanzó un total de Ps 66,2 MM durante el año 2016, y fue un 3,3% superior al del mismo período del año anterior. Las inversiones en propiedad, planta y equipo e intangibles fueron superiores en un 0,6% a las del mismo período del año anterior, a su vez se registró un incremento de las inversiones en activos financieros por Ps 2,4 MM.

La generación de recursos previamente explicada, sumada al incremento neto de fondos de Ps 10,8 MM provenientes de las actividades de financiación, y la inversión realizada por la compañía en bonos soberanos BONAR 2021, deviene en una posición de efectivo y equivalentes de Ps 26,0 MM de pesos al 31 de diciembre de 2016.



En el presente ejercicio se destacan la emisión de siete nuevas series de Obligaciones Negociables por un total de Ps 13,3 MM, US\$1,0 y 300 millones de francos suizos. De este modo, la deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 9,7 MM, y la deuda neta los USD 8,1 MM(1), con una ratio Deuda neta/EBITDA(2) de 2,04x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del ejercicio 2016 fue de 27,74%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares y francos suizos fue de 7,79% y 3,75% respectivamente.

A continuación se detallan las emisiones de Obligaciones Negociables de YPF realizadas durante el cuarto trimestre de 2016:

ON	Monto	Tasa de interés	Vencimiento
Clase XXVIII (*)	USD 197 M	8,75%	90 meses

(*) Suscripción realizada solo en especie con Clases X y XI

- (1) Deuda Neta: Incluye inversiones en títulos públicos por USD 965 millones a valor de mercado
- (2) Deuda Neta: 8.100 MUSD / EBITDA LTM: 3.962 MUSD = 2.04x



5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 4° TRIMESTRE 2016

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

4T 2015	3T 2016	4T 2016	Var.% 4T16 / 4T15		Ene-Dic 2015	Ene-Dic 2016	Var.% 2016 / 2015
40.946	55.849	54.558	33,2%	Ingresos	156.136	210.100	34,6%
(32.781)	(48.028)	(46.326)	41,3%	Costos	(119.537)	(177.304)	48,3%
8.165	7.821	8.232	0,8%	Resultado bruto	36.599	32.796	-10,4%
(3.034)	(3.934)	(4.534)	49,4%	Gastos de comercialización	(11.099)	(15.212)	37,1%
(1.729)	(1.939)	(1.868)	8,0%	Gastos de administración	(5.586)	(7.126)	27,6%
(713)	(312)	(1.651)	131,6%	Gastos de exploración	(2.473)	(3.155)	27,6%
(2.535)	(36.188)	1.245	-149,1%	Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(2.535)	(34.943)	1278,4%
756	(26)	1.972	160,8%	Otros resultados operativos, netos	1.682	3.394	101,8%
910	(34.578)	3.396	273,2%	Resultado operativo	16.588	(24.246)	-246,2%
266	110	215	-19,2%	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	318	588	84,9%
14.166	(3.291)	(2.213)	115,6%	Resultados financieros netos:	12.157	(6.146)	150,6%
15.342	(37.759)	1.398	-90,9%	Resultado antes de impuesto a las ganancias	29.063	(29.804)	-202,5%
(17.207)	7.503	377	-102,2%	Impuesto a las ganancias	(24.637)	1.425	-105,8%
(1.865)	(30.256)	1.775	-195,2%	Resultado neto del ejercicio	4.426	(28.379)	-741,2%
(170)	(45)	54		Resultado neto atribuible al interés no controlante	(153)	(142)	
(1.695)	(30.211)	1.721	-201,5%	Resultado neto atribuible al accionista de la controlante	4.579	(28.237)	-716,7%
(4,32)	(77,14)	4,35	-200,8%	Resultado neto por acción básico y diluida	11,68	(72,13)	-717,5%
35.529	2.848	4.850	-86,3%	Otros resultados integrales	43.758	27.414	-37,4%
33.664	(27.408)	6.625	-80,3%	Resultado integral total del periodo	48.184	(965)	-102,0%
11.589	14.609	13.933	20,2%	EBITDA (*)	47.556	58.216	22,4%

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

(*) Atribuible al accionista controlante

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

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

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2016</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	7.279	8.114
Propiedades, planta y equipo	270.905	308.014
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	4.372	5.488
Activos por impuesto diferido, netos	954	564
Otros créditos	2.501	3.909
Créditos por ventas	469	87
Inversiones en activos financieros	-	7.737
Total del activo no corriente	<u>286.480</u>	<u>333.913</u>
Activo Corriente		
Inventarios	19.258	21.820
Otros créditos	19.413	13.456
Créditos por ventas	22.111	33.645
Inversiones en activos financieros	804	7.548
Efectivo y equivalentes de efectivo	15.387	10.757
Total del activo corriente	<u>76.973</u>	<u>87.226</u>
Total del activo	<u>363.453</u>	<u>421.139</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.349	10.403
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	110.064	108.352
Interés no controlante	48	(94)
Total Patrimonio Neto	<u>120.461</u>	<u>118.661</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	39.623	47.358
Pasivos por impuesto diferido, netos	44.812	42.465
Cargas fiscales	207	98
Préstamos	77.934	127.568
Otros pasivos	340	336
Cuentas por pagar	285	2.187
Total del pasivo no corriente	<u>163.201</u>	<u>220.012</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	2.009	1.994
Impuesto a las ganancias a pagar	1.487	176
Cargas fiscales	6.047	4.440
Remuneraciones y cargas sociales	2.452	3.094
Préstamos	27.817	26.777
Otros pasivos	413	4.390
Cuentas por pagar	39.566	41.595
Total del pasivo corriente	<u>79.791</u>	<u>82.466</u>
Total del pasivo	<u>242.992</u>	<u>302.478</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>363.453</u>	<u>421.139</u>

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

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

4T 2015	3T 2016	4T 2016		Ene-Dic 2015	Ene-Dic 2016
			Actividades operativas:		
(1.865)	(30.256)	1.775	Resultado neto	4.426	(28.379)
(266)	(110)	(215)	Resultados de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(318)	(588)
7.724	12.652	10.341	Depreciación de propiedades, planta y equipo	26.685	44.752
98	188	206	Amortización de activos intangibles	323	717
523	996	2.190	Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	3.773	5.791
17.207	(7.503)	(377)	Cargo por impuesto a las ganancias	24.637	(1.425)
1.331	1.289	2.248	Aumento neto de provisiones	3.598	6.040
2.535	36.188	(1.245)	Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	2.535	34.943
(14.806)	2.893	1.105	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(13.449)	3.298
35	51	45	Plan de beneficios en acciones	124	153
(603)	-	-	Seguros devengados	(1.688)	-
-	-	-	Resultado por desconsolidación de sociedades	-	(1.528)
-	-	-	Cambios en activos y pasivos:		
(5.178)	(505)	(686)	Créditos por ventas	(8.031)	(16.079)
(1.844)	2.399	(1.728)	Otros créditos	(6.143)	5.406
341	(79)	1.667	Inventarios	101	1.469
3.494	(990)	1.477	Cuentas por pagar	6.676	(1.133)
2.432	307	(1.634)	Cargas fiscales	4.544	(1.776)
426	341	494	Remuneraciones y cargas sociales	549	784
(465)	-	190	Otros pasivos	(465)	190
(511)	(355)	(450)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.758)	(1.753)
(1)	1	(1)	Dividendos cobrados	180	420
363	-	-	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	2.036	607
(1.281)	(786)	(379)	Pagos de impuesto a las ganancias	(6.931)	(2.726)
9.689	16.721	15.023	Flujos de efectivo de las actividades operativas	41.404	49.183
			Activades de inversión:		
(17.082)	(16.461)	(15.097)	Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(63.774)	(64.160)
-	(388)	(60)	Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(163)	(448)
-	162	-	Cobro por ventas de activos financieros	-	1.072
(324)	(3.240)	(236)	Pagos por adquisición de activos financieros	(324)	(3.476)
-	-	483	Intereses cobrados de activos financieros	-	483
212	-	-	Cobro de seguros por daño material	212	355
(17.194)	(19.927)	(14.910)	Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(64.049)	(66.174)
			Actividades de financiación:		
(6.466)	(15.488)	(23.844)	Pago de préstamos	(24.090)	(73.286)
(2.249)	(4.728)	(4.709)	Pago de intereses	(6.780)	(16.330)
16.996	25.304	21.552	Préstamos obtenidos	55.158	101.322
(1)	5	-	Recompra de acciones propias en cartera	(120)	(50)
-	-	-	Aportes del interés no controlante	-	50
-	(889)	-	Dividendos pagados	(503)	(889)
8.280	4.204	(7.001)	Flujos de efectivo de las actividades de financiación	23.665	10.817
3.755	743	11	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	4.609	1.692
-	-	-	Desconsolidación de subsidiarias	-	(148)
4.530	1.741	(6.877)	Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	5.629	(4.630)
-	15.893	17.634	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	9.758	15.387
4.530	17.634	10.757	Efectivo y equivalentes al cierre del período	15.387	10.757
4.530	1.741	(6.877)	Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	5.629	(4.630)
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
4.725	11.163	7.922	Caja y Bancos	13.920	7.922
(195)	6.471	2.835	Otros Activos Financieros	1.467	2.835
4.530	17.634	10.757	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	15.387	10.757

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

4T 2015	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	4.351	4.008	32.354	233	-	40.946
Ingresos intersegmentos	17.313	533	165	1.846	-19.857	-
Ingresos	21.664	4.541	32.519	2.079	-19.857	40.946
Resultado operativo	570	243	-678	-853	1.628	910
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	2	139	125	-	-	266
Depreciación de propiedades, planta y equipo	6.631	66	853	174	-	7.724
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	2.535	-	-	-	-	2.535
Inversión en propiedades, planta y equipo	13.230	176	2.910	759	-	17.075
Activos al 31 de diciembre de 2015	223.035	13.659	100.146	26.708	-95	363.453

5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES

<i>Millones de USD</i>	2015	2016	2016	Var	2015	2016	Var
	4T	3T	4T	4T 16 / 4T 15	Ene - Dic	Ene - Dic	2016 / 2015
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	4,044	3,748	3,542	-12.4%	16,957	14,262	-15.9%
Costos de Ventas	-3,238	-3,224	-3,008	-7.1%	-12,965	-12,030	-7.2%
Utilidad bruta	807	525	534	-33.7%	3,992	2,232	-44.1%
Otros resultados operativos	-717	-2,846	-314	-56.2%	-2,147	-3,845	79.1%
Utilidad operativa	90	-2,321	220	145.3%	1,846	-1,613	-187.4%
Depreciaciones + deterioro del valor de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	1,013	3,278	591	-41.7%	3,137	5,390	71.8%
Amortización de activos intangibles	10	13	13	38.2%	35	49	39.0%
Perforaciones exploratorias improductivas	32	11	80	152.1%	153	137	-10.7%
EBITDA	1,145	981	905	-21.0%	5,171	3,962	-23.4%
UPSTREAM							
Ventas netas	2,140	1,886	1,875	-12.4%	8,713	7,755	-11.0%
Utilidad operativa	56	-2,358	139	146.2%	838	-1,791	-313.6%
Amortizaciones	655	736	541	-17.4%	2,496	2,593	3.9%
Inversiones	1,430	783	897	-37.2%	5,398	3,334	-38.2%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	3,212	2,886	2,796	-13.0%	13,670	11,091	-18.9%
Utilidad operativa	-67	22	34	-150.4%	788	213	-73.0%
Amortizaciones	84	88	111	32.1%	315	373	18.2%
Inversiones	287	167	216	-24.9%	953	664	-30.3%
GAS Y ENERGÍA							
Ventas netas	449	561	591	31.8%	1,756	2,009	14.4%
Utilidad operativa	24	53	54	123.2%	163	134	-17.7%
Amortizaciones	7	5	5	-27.3%	28	20	-28.9%
Inversiones	17	28	57	227.5%	50	144	186.2%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-125	-47	-65	-48.3%	-292	-105	-63.9%
Inversiones	75	29	35	-52.8%	206	113	-44.9%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	196	9	59	-69.7%	346	-66	-119.1%
Tipo de cambio promedio del periodo	10.12	14.90	15.40		9.22	14.73	

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	2015					2016				
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2015	1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2016
Producción											
Producción de crudo	Kbbl	22.238	22.750	22.934	23.218	91.139	22.656	22.102	22.735	22.051	89.544
Producción de NGL	Kbbl	5.390	3.580	4.015	4.958	17.944	5.124	4.512	4.608	4.987	19.230
Producción de gas	Mm3	3.921	4.091	4.080	4.032	16.124	4.008	4.074	4.127	4.099	16.308
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	52.288	52.061	52.611	53.532	210.492	52.986	52.237	53.299	52.816	211.338
Henry Hub	US\$/mbtu	2,98	2,64	2,77	2,27	2,66	2,09	1,95	2,81	2,98	2,46
Brent	US\$/bbl	53,92	61,69	50,23	43,57	52,35	37,88	45,56	45,79	49,19	43,56
Ventas											
Ventas de productos refinados											
Mercado interno											
Motonaftas	Km3	1.246	1.171	1.208	1.269	4.894	1.283	1.119	1.178	1.248	4.828
Gasoil	Km3	1.906	2.169	2.040	2.019	8.134	1.855	2.038	1.955	1.955	7.803
JP1 y Kerosene	Km3	125	108	130	131	494	130	107	135	139	510
Fuel Oil	Km3	348	396	378	313	1.436	354	350	376	189	1.269
LPG	Km3	176	212	238	162	788	153	242	273	171	839
Otros (*)	Km3	304	343	314	323	1.283	263	270	340	342	1.214
Total mercado interno	Km3	4.104	4.399	4.308	4.218	17.029	4.037	4.126	4.257	4.043	16.463
Exportación											
Nafta Virgen	Km3	18	12	7	19	56	0	0	15	86	100
JP1 y Kerosene	Km3	122	127	130	132	511	121	117	130	138	507
LPG	Km3	149	52	42	94	337	117	17	40	128	302
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	153	115	130	134	532	149	116	93	87	445
Otros (**)	Km3	7	10	4	4	25	105	24	26	59	214
Total Exportación	Km3	449	316	314	382	1.461	493	275	303	498	1.568
Total ventas productos refinados	Km3	4.553	4.715	4.622	4.600	18.490	4.529	4.401	4.560	4.540	18.031
Ventas de productos químicos											
Mercado interno											
Fertilizantes	Ktn	21	34	45	108	208	24	40	91	114	269
Metanol	Ktn	49	61	75	64	249	55	82	105	85	327
Otros	Ktn	130	164	143	129	566	133	125	122	144	524
Total mercado interno	Ktn	200	259	263	301	1.023	212	247	318	343	1.120
Exportación											
Metanol	Ktn	41	36	54	20	151	2	1	2	2	7
Otros	Ktn	28	50	33	39	150	25	41	78	51	195
Total exportación	Ktn	69	86	87	59	301	27	42	80	53	202
Total ventas productos químicos	Ktn	269	345	350	360	1.324	239	289	398	396	1.322
Ventas de otros productos											
Granos, harinas y aceites											
Mercado interno	Ktn	30	31	13	15	89	9	27	7	11	54
Exportación	Ktn	155	418	358	208	1.139	169	311	256	151	887
Total granos, harinas y aceites	Ktn	185	449	371	223	1.228	178	338	263	162	941
Principales volúmenes importados											
Naftas y Jet Fuel	Km3	20	22	43	36	120	50	65	52	3	171
Gasoil	Km3	196	343	346	289	1.174	145	239	306	45	736

(*) 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)		
	2016		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	607	1	608
Revisiones de estimaciones anteriores	(74)	(1)	(75)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	80	-	80
Compras y Ventas	2	-	2
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(90)	(*)	(90)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	525	-	525
	2016		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	439	1	440
Saldos al cierre del ejercicio	380	-	380
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	168	-	168
Saldos al cierre del ejercicio	145	-	145

* Menos de 1 (uno).

(1) Nuestras reservas comprobadas de crudo y condensado al 31 de diciembre de 2016 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 76 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 2016 incluye un volumen estimado de aproximadamente 13 mmbbl relativos a los citados pagos.

	Líquidos de gas natural		
	(millones de barriles)		
	2016		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	71	-	71
Revisiones de estimaciones anteriores	5	-	5
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	11	-	11
Compras y Ventas	-	-	-
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(19)	-	(19)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	68	-	68
	2016		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	56	-	56
Saldos al cierre del ejercicio	53	-	53
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	15	-	15
Saldos al cierre del ejercicio	15	-	15

* Menos de 1 (uno).

- (1) Nuestras reservas comprobadas de líquidos de gas natural al 31 de diciembre de 2016 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 8 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 2016 incluye un volumen estimado de aproximadamente 2 mmbbl relativos a los citados pagos.

Gas Natural			
(miles de millones de pies cúbicos)			
2016			
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	3.067	5	3.072
Revisiones de estimaciones anteriores	(105)	(5)	(110)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	372	-	372
Compras y Ventas	165	-	165
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(576)	(*)	(576)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	2.923	-	2.923
2016			
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	2.205	5	2.210
Saldos al cierre del ejercicio	2.143	-	2.143
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	862	-	862
Saldos al cierre del ejercicio	780	-	780

* Menos de 1 (uno).

(1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2016 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 337 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 2016 incluye un volumen estimado de aproximadamente 60 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 2015, registrado ante la Securities and Exchange Commission. En vista de lo mencionado anteriormente, las estimaciones incluidas en este documento pueden no ocurrir.

YPF no se compromete a actualizar o revisar públicamente dichas estimaciones aún en el caso en que eventos o cambios futuros indiquen claramente que las proyecciones o las situaciones contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones no se concretarán.

Este material no constituye una oferta de venta de bonos, acciones o ADRs de YPF S.A en Estados Unidos u otros lugares.

La información contenida en este documento ha sido preparada para ayudar a las partes interesadas en realizar sus propias evaluaciones de YPF.

Relación con Inversores

E-mail: inversoresypf@ypf.com

Website: inversores.ypf.com

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 1215

Fax: 54 11 5441 2113