

YPF S.A.
Resultados Consolidados
3T 2016



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE 2016	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2016.....	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL TERCER TRIMESTRE DE 2016	7
3.1 UPSTREAM.....	7
3.2 DOWNSTREAM	11
3.4 ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS.....	14
3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS	14
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	14
5. TABLAS Y NOTAS	16
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	17
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	18
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....	19
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DEL NEGOCIO	20
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES	21
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS.....	22



El EBITDA del tercer trimestre de 2016 alcanzó los Ps 14,6 MM un 9,3% superior al tercer trimestre 2015.

3T 2015	2T 2016	3T 2016	Var.% 3T16 / 3T15	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2015	Ene-Sep 2016	Var.% 2016 / 2015
40.056	52.759	55.849	39,4%	Ingresos Ordinarios (Ps M)	115.190	155.542	35,0%
5.631	5.318	-34.578	-714,1%	Utilidad operativa (Ps M)	15.678	-27.642	-276,3%
5.631	5.318	1.610	-71,4%	Utilidad operativa antes de deterioro de activos (Ps M)	15.678	8.546	-45,5%
1.884	-753	-30.256	-1705,9%	Utilidad neta (Ps M)	6.291	-30.154	-579,3%
1.884	-753	-6.734	-457,4%	Utilidad neta antes de deterioro de activos (Ps M)	6.291	-6.632	-205,4%
13.363	17.181	14.609	9,3%	EBITDA (Ps M)	35.967	44.283	23,1%
4,72	-1,89	-77,14	-1732,9%	Utilidad neta por acción (Ps /acción)	16,00	-76,49	-578,0%
15.730	14.498	14.997	-4,7%	Inversiones (Ps M)	42.839	44.236	3,3%

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

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

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

- Los ingresos ordinarios en el tercer trimestre de 2016 ascendieron a Ps 55,8 MM, un 39,4% superiores al tercer trimestre de 2015.
- La utilidad operativa del presente trimestre, antes del cargo por deterioro de activos, fue de Ps 1,6 MM, lo que representa una disminución del 71,4% respecto del mismo período del año anterior. Considerando el cargo por deterioro de activos de Ps 36,2 MM la pérdida operativa alcanza los Ps 34,6 MM. Por su parte el EBITDA fue Ps 14,6 MM, un 9,3% superior al mismo trimestre de 2015.
- El resultado neto del tercer trimestre, antes del cargo por deterioro de activos, fue negativo en Ps 6,7 MM, comparado con los Ps 1,9 MM positivos reportados en el tercer trimestre de 2015.
- En el tercer trimestre del año, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 579,3 Kbped, siendo un 1,3% superior a la del mismo periodo 2015. La producción de crudo disminuyó un 0,9% totalizando 247,1 Kbbl, mientras que la producción de gas natural alcanzó los 44,9 Mm3d siendo un 1,1% superior a la del mismo periodo 2015. Por su parte la producción de NGL se incrementó un 14,8% alcanzando los 50,1 Kbbl.
- En el negocio del Downstream, en el tercer trimestre de 2016, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 91,4%, un 1,7% inferior al mismo trimestre del año pasado.

- Las inversiones en bienes de uso en el tercer trimestre del año fueron Ps 15,0 MM, reflejando una disminución del 4,7% respecto de los Ps 15,7 MM invertidos durante el tercer trimestre del año 2015.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2016

Los ingresos ordinarios correspondientes al tercer trimestre de 2016 fueron de Ps 55,8 MM, lo que representa un aumento del 39,4% en comparación con el mismo período de 2015. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 4,2 MM como consecuencia de un incremento en el precio promedio del 76,0% en pesos, y de un aumento del 1,1% en el volumen comercializado.
- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 3,8 MM debido a la combinación de un incremento del 31,7% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a una disminución en los volúmenes comercializados totales del 4,2%;
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 2,9 MM gracias a un incremento del 36,8% en el precio promedio y a una disminución en los volúmenes totales despachados del 2,5%;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista provenientes de nuestra subsidiaria MetroGas (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 1,2 MM como consecuencia de un incremento en el precio promedio del 69,9% y presentando un aumento del 19,7% en el volumen comercializado;
- Las ventas de fuel oil aumentaron en Ps 1,0 MM debido a un incremento en el precio de venta medido en pesos del 56,6% y a una disminución en los volúmenes comercializados del 7,7%;
- Las ventas al mercado externo de harinas, aceites y granos se incrementaron en Ps 0,4 MM, producto de una disminución del 28,4% en los volúmenes exportados y de una suba del 101,2% en los precios promedio de venta medidos en pesos;
- Compensando parcialmente el efecto de los incrementos mencionados, en el tercer trimestre de 2015 se habían devengado Ps 0,5 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo, que fue discontinuado a partir de 2016.

El costo de ventas en el tercer trimestre de 2016 fue de Ps 48,0 MM, un 61,2% superior al del tercer trimestre de 2015, incluyendo incrementos en los costos de producción del 58,0% y en las compras del 52,1%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 48,8%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

a) Costos de producción

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente Ps 5,5 MM, lo que representa un aumento del 82%, 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 2,5 MM, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 32,6%;
- Mayores regalías por Ps 1,6 MM. De este aumento, Ps 0,9 MM corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 0,7 MM a mayores regalías sobre la producción de gas natural;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,7 MM, teniendo en cuenta principalmente un aumento del indicador unitario, medido en pesos, de un 49,5%;
- Mayores costos de transporte por Ps 0,5 MM, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

b) Compras

- Mayores compras netas de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,6 MM con mayores precios para ambos productos, mientras que los volúmenes comprados de bioetanol se incrementaron en un 12,9% por un incremento en la cuota de corte en las naftas (del 10 al 12%) y los de FAME disminuyeron un 7,1% en línea con la menor producción de gas oil;
- 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 1,2 MM, debido a una suba en el precio de compra en pesos del 146,5% y a un incremento de los volúmenes adquiridos del 2,9%;
- Mayores importaciones de gas oil y jet fuel por un valor neto de Ps 0,5 MM, habiéndose importado mayores volúmenes de jet fuel y menores de gas oil, con mayores precios para ambos productos.
- 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 0,4 MM, debido a los mayores precios en pesos parcialmente compensados por menores volúmenes;
- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 0,4 MM, debido a una suba en el precio de compra en pesos del 41,8% y a una disminución de los volúmenes adquiridos del 20,9%;

Los gastos de administración correspondientes al tercer trimestre de 2016 ascendieron a Ps 1,9 MM, presentando un aumento del 49,0% frente a los registrados durante el mismo período del año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, a mayores costos en contrataciones de servicios informáticos y a mayores cargos por depreciaciones de bienes de uso.

Los gastos de comercialización en el tercer trimestre de 2016 ascendieron a Ps 3,9 MM, presentando un incremento del 52,1%. 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 incrementos en los gastos de personal y en los cargos por depreciaciones de bienes de



uso. Adicionalmente en el tercer trimestre de 2015 se había efectuado un recupero de cargos en la provisión para deudores de dudoso cobro en el segmento de distribuidoras de gas natural.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,3 MM en el tercer trimestre de 2016, resultando inferiores a los registrados en el tercer trimestre de 2015, los cuales ascendieron a Ps 1,2 MM.

Asimismo, en el presente trimestre la Sociedad ha reconocido un cargo negativo por deterioro de Propiedades, planta y equipo por Ps 36,2 MM motivados principalmente por una reducción esperada 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.

Los Otros Resultados Operativos, netos, resultaron negativos en Ps 26 millones en el tercer trimestre de 2016, mientras que en el mismo período de 2015 habían sido positivos en Ps 0,4 MM. La disminución se debe primordialmente a que en el tercer trimestre de 2015 se había registrado la asistencia económica transitoria de Ps 0,2 MM devengada por nuestra compañía controlada MetroGAS S.A., dispuesta en esa oportunidad por la Resolución N° 263/2015 de la Secretaría de Energía de la Nación, como así también se habían recibido incentivos para la construcción por nuestra compañía controlada A-Evangelista por Ps 0,2 MM.

Los resultados financieros correspondientes al tercer trimestre del año 2016 fueron negativos en Ps 3,3 MM, en comparación con los Ps 0,7 MM negativos correspondientes al mismo período del año 2015. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva por Ps 0,6 MM sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la menor depreciación del peso observada a lo largo del tercer trimestre del año 2016 respecto al mismo período de 2015. A su vez se registraron mayores intereses negativos netos por Ps 2,9 MM producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés.

El cargo por impuesto a las ganancias en el tercer trimestre del año 2016 fue una ganancia de Ps 7,5 MM, mientras que el cargo correspondiente al tercer trimestre del año 2015 había sido negativo por Ps 3,1 MM. Esta diferencia tiene su origen principalmente en un menor cargo por impuesto diferido por Ps 9,5 MM, y en un menor monto de impuesto corriente por Ps 1,1 MM.

El Resultado neto del período, antes del cargo por deterioro de activos, fue negativo en Ps 6,7 MM, en comparación a los Ps 1,9 MM positivos del mismo periodo 2015.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los Ps 15,0 MM siendo inferiores en un 4,7% respecto a las inversiones en bienes de uso realizadas durante el tercer trimestre de 2015.

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

3.1 UPSTREAM

3T 2015	2T 2016	3T 2016	Var.% 3T16 / 3T15	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2015	Ene-Sep 2016	Var.% 2016 /2015
2.171	1.716	-35.137	-1718,5%	Utilidad operativa (Ps M)	6.965	-28.980	-516,1%
2.171	1.716	1.051	-51,6%	Utilidad operativa antes de deterioro de activos (Ps M)	6.965	7.208	3,5%
20.491	27.839	28.096	37,1%	Ventas netas (Ps M)	58.623	85.265	45,4%
249,3	242,9	247,1	-0,9%	Producción crudo (Kbbld)	248,8	246,3	-1,0%
43,6	49,6	50,1	14,8%	Producción NGL (Kbbld)	47,6	52,0	9,3%
44,4	44,8	44,9	1,1%	Producción gas (Mm3d)	44,3	44,6	0,6%
571,9	574,0	579,3	1,3%	Producción total (Kbped)	574,9	578,5	0,6%
1.182	738	312	-73,6%	Gastos de exploración (Ps M)	1.760	1.504	-14,5%
12.292	11.409	11.665	-5,1%	Inversiones (Ps M)	35.402	35.329	-0,2%
6.023	9.734	10.965	82,1%	Amortizaciones (Ps M)	16.444	29.795	81,2%
Precios de Realización							
68,9	60,7	59,9	-12,9%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	68,9	60,8	-11,7%
4,47	4,74	4,78	6,9%	Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	4,58	4,74	3,6%

La **utilidad operativa** del Upstream, antes de deterioro de activos, ascendió a Ps 1,1 MM, un 51,6% inferior a la del 3T 2015. Considerando el cargo por deterioro de activos de Ps 36,2 MM, la pérdida operativa de este segmento en el 3T 2016 alcanza los Ps 35,1 MM.

En el tercer trimestre de 2016, las ventas del segmento crecieron un 37,1% 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 4,1 MM (+28,6%) debido a un aumento del precio de transferencia entre el segmento de Upstream y el segmento de Downstream medido en pesos del 41,3%, mientras que los volúmenes transferidos entre segmentos disminuyeron un 4,9% y aquellos vendidos a terceros disminuyeron un 32,5%.
- Las ventas como productores de gas natural a terceros se incrementaron en Ps 4,2 MM (+78,0%) debido a un incremento del precio promedio de venta a terceros medido en pesos del 76,0%, mientras que el volumen comercializado reportó un incremento del 1,1%;

- En el tercer trimestre de 2015 se habían devengado Ps 0,5 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 tercer trimestre del año 2016 disminuyó un 12,9% hasta los 59,9 USD/bbl, en este orden se destaca que durante el mes de agosto, producto de las negociaciones entre productores locales y refinadores, se acordó una reducción del precio local de comercialización del barril de petróleo de un 6% escalonado en tres meses. En cuanto al gas natural, el precio de realización promedio fue de 4,78 USD/Mmbtu, un 6,9% superior al del mismo trimestre de 2015.

Durante el tercer trimestre del año la producción total de hidrocarburos alcanzó los 579,3 Kbped, siendo un 1,3% superior a la del mismo periodo 2015. La producción de crudo disminuyó un 0,9% totalizando 247,1 Kbbl, mientras que la producción de gas natural alcanzó los 44,9 Mm3d siendo un 1,1% superior a la del mismo periodo 2015. Por su parte la producción de NGL se incrementó un 14,8% alcanzando los 50,1 Kbbl.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el tercer trimestre del año se han puesto en producción un total de 140 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 512 nuevos pozos.

Durante el tercer trimestre de 2016, en las áreas de shale se han producido un total de 58,2 Kbped de hidrocarburos, compuestos por 30,7 Kbbl de crudo, 11,3 Kbbl de NGL y 2,6 Mm3d de gas natural, de los cuales YPF consolida aproximadamente el 50%. Se han puesto en producción 24 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total, al cierre del tercer trimestre 2016, de aproximadamente 522 pozos, contando con un total de 11 equipos activos de perforación y 10 de workover.

En cuanto a la actividad en tight gas: (i) en el proyecto con el objetivo de desarrollar la formación Lajas, durante el tercer trimestre de 2016, se pusieron en producción 10 pozos y la producción promedio de gas natural fue de 5,25 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 2,1 Mm3d neta para YPF y 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 totales de producción se observó en el tercer trimestre de 2016 un incremento del 56,8%, alcanzando los Ps 26,6 MM. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente Ps 4,9 MM, lo que representa un aumento del 82,1%;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 2,5 MM, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 32,6%;
- Mayores regalías por Ps 1,6 MM. De este aumento, Ps 0,9 MM corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 0,7 MM a mayores regalías sobre la producción de gas natural;

- Mayores costos de transporte por Ps 95 millones, con un aumento del 20,9%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,3 MM en el tercer trimestre de 2016, resultando inferiores a los registrados en el tercer trimestre de 2015, los cuales ascendieron a Ps 1,2 MM. Por una parte, se registraron menores 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 0,6 MM. A su vez, existieron menores cargos a resultados por estudios geológicos y geofísicos, con una disminución de Ps 0,2 MM, dado que en el presente trimestre las tareas de relevamiento sísmico tuvieron foco especialmente en áreas de desarrollo y por lo tanto, fueron capitalizables.

Como se menciona anteriormente, en el presente trimestre la Sociedad ha reconocido un cargo negativo por deterioro de Propiedades, planta y equipo por Ps 36,2 MM motivados principalmente por una reducción esperada 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.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al tercer trimestre de 2015, los costos erogables unitarios en dólares disminuyeron un 14,4%, de 24,3 USD/bpe en el 3T 2015 a 20,8 USD/bpe en el 3T 2016 (incluyendo tributos por 6,7 USD/bpe y 6,1 USD/bpe respectivamente). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 12,0 USD/bpe, un 20,0% inferior a los 15,1 USD/Bpe del 3T 2015.

Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron Ps 11,7 MM en el tercer trimestre de 2016, siendo estas inferiores a los Ps 12,3 MM del mismo período de 2015 en un 5,1%.

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

En la cuenca Neuquina la actividad del tercer 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) y Chachahuen. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques Barrancas, Estructura Cruz de Piedra, La Ventana, Vizcacheras, Llancanelo y Cerro Fortunoso, 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 tercer trimestre del 2016 cubrió las cuencas Cuyana, Neuquina y Golfo San Jorge. En la Cuenca Cuyana se registró actividad en el bloque Barrancas. La actividad exploratoria en la cuenca Neuquina se enfocó en los bloques Señal Picada - Punta Barda,



Bajo del Piche, Chachahuen y Rincón del Mangrullo. En la Cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en la evaluación de objetivos profundos en el flanco oeste en Los Perales.

Durante el tercer trimestre del año se han finalizado 4 pozos exploratorios.

3.2 DOWNSTREAM

3T 2015	2T 2016	3T 2016	Var.% 3T16 / 3T15	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2015	Ene-Sep 2016	Var.% 2016 /2015
3.522	3.432	1.118	-68,3%	Utilidad operativa (Ps M)	8.881	3.756	-57,7%
35.804	47.715	50.515	41,1%	Ventas netas (Ps M)	103.832	139.163	34,0%
4.308	4.126	4.259	-1,1%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	12.816	12.425	-3,1%
314	275	303	-3,5%	Exportación productos refinados (Km3)	1.078	1.070	-0,7%
218	207	227	4,1%	Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	622	622	0,0%
87	42	80	-8,0%	Exportacion de productos químicos (Ktn)	242	149	-38,4%
297	288	292	-1,7%	Crudo procesado (Kbped)	300	292	-3,0%
93%	90%	91%	-1,7%	Utilización de las refinerías (%)	94%	91%	-3,0%
2.813	2.776	2.906	3,3%	Inversiones (Ps M)	6.257	7.773	24,2%
778	1.333	1.389	78,5%	Amortizaciones (Ps M)	2.249	4.012	78,4%
764	676	645	-15,7%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	756	625	-17,3%
773	661	629	-18,7%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	763	618	-19,0%

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

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

El segmento del Downstream en el tercer trimestre de este año registró una utilidad operativa de Ps 1,1 MM, un 68,3% inferior a la utilidad reportada en el 3T 2015.

Las ventas netas crecieron un 41,1% en relación al tercer trimestre del año 2015, destacándose:

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 3,8 MM debido a la combinación de un incremento del 31,7% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a una disminución en los volúmenes comercializados totales del 4,2%, destacándose sin embargo un incremento del 2,9% en los volúmenes vendidos de Eurodiesel (gas oil Premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 2,9 MM gracias a un incremento del 36,8% en el precio promedio y a una disminución en los volúmenes totales despachados del 2,5%;
- Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en Ps 1,0 MM debido a un incremento del 51,9% en el precio de venta y a una leve disminución de los volúmenes comercializados del 0,5%;

- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado local, se registraron mayores ingresos por Ps 0,2 MM, debido a un incremento del 10,3% en el precio de venta medido en pesos y a un incremento del 6,3% en los volúmenes comercializados;
- Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado un incremento de Ps 1,3 MM, o un 39,8%, debido fundamentalmente a los mejores precios medidos en pesos producto de la depreciación del peso observada en el presente trimestre, compensando así los menores volúmenes exportados. Se destacan en el trimestre las exportaciones de harinas, aceites y granos por un monto total de Ps 1,5 MM fruto de un aumento del 101,2% en los precios promedio de venta medidos en pesos, compensando así la baja de 28,4% en los volúmenes exportados.

En el tercer trimestre de 2016 los costos y gastos operativos se incrementaron un 53,0%, o Ps 17,1 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 5,2 MM, el cual se encuentra principalmente motivado por el incremento en el precio del petróleo crudo comprado, expresado en pesos, y considerando una disminución del 4,9% en los volúmenes comprados al segmento de Upstream, así como una caída del 20,9% 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 41,3% mientras que, de manera similar, el precio de compra a otros productores de petróleo crudo se incrementó aproximadamente un 41,8%;
- Mayores compras netas de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,6 MM con mayores precios para ambos productos del orden de 93% y 57% para FAME y bioetanol respectivamente. Por su parte los volúmenes comprados de bioetanol se incrementaron en un 12,9% debido al incremento en la cuota de corte en las naftas (del 10 al 12%) y los de FAME disminuyeron un 7,1% en línea con la menor producción de gas oil;
- Mayores importaciones de gas oil y jet fuel por un valor neto de Ps 0,5 millones, habiéndose importado mayores volúmenes de jet fuel y menores de gas oil, ambos a mayores precios;
- Mayor recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, por Ps 0,4 MM, las cuales se registran contablemente como compras.
- En relación a los costos de producción, se observa durante el tercer trimestre de 2016 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,7 MM, los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de costos de la economía, los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 1,7% menor, el costo de refinación unitario aumentó en el tercer trimestre de 2016 en aproximadamente un 49,5% en comparación con el mismo trimestre del año 2015. A su vez, los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan una suba del 47,6%, con un impacto incremental de Ps 0,4 MM;
- Mayores depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente Ps 0,6 MM, lo que representa un incremento del 82,4%; motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo periodo del año anterior, a partir de las mayores

inversiones realizadas 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 1,3 MM. Las principales causas que motivaron este aumento son los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, así como el incremento de las depreciaciones de activos vinculados al uso comercial.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 292 Kbbld, un 1,7% inferior al del tercer trimestre del 2015.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del tercer trimestre del 2016 alcanzaron los Ps 2,9 MM, superiores en un 3,3% a las del mismo período del 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 ADMINISTRACION CENTRAL Y OTROS

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

La utilidad operativa de la corporación en el tercer trimestre del año presentó una pérdida de Ps 0,7 MM en comparación con la ganancia operativa de Ps 0,4 MM del mismo periodo del año anterior. Esta variación está relacionada con los incrementos en los gastos de personal, con los mayores cargos por licencias informáticas y con la menor recepción de incentivos para la construcción por nuestra compañía controlada A-Evangelista.

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 positivo de Ps 0,1 MM en el tercer trimestre de 2016. Estos ajustes habían tenido una magnitud también positiva de Ps 0,4 MM en el tercer trimestre de 2015.

3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas en el tercer trimestre del año mostró un resultado positivo de Ps 110 millones, habiendo sido el resultado obtenido en el tercer trimestre del año anterior positivo en Ps 36 millones. Dicha variación surge principalmente por los mejores resultados obtenidos por Profertil, Central Dock Sud y Refinor.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el tercer trimestre del año 2016, la generación de caja operativa, incluyendo los cobros de créditos adeudados a la compañía en concepto del Plan Gas, recibidos en BONAR 2020 por USD 642 millones y que aún se conservan en cartera, alcanzó los Ps 26,6 MM, un 172,3% superior a la del mismo período del año anterior. Este incremento de Ps 16,9 MM tuvo lugar principalmente gracias a la reducción del capital de trabajo producto de los cobros por créditos adeudados a la compañía, entre ellos, los derivados del programa Plan Gas recién mencionados y los provenientes del programa de estímulo a la producción de crudo que estuvo vigente en 2015, a un aumento del EBITDA de Ps 1,2 MM y a un menor monto de pagos por impuesto a las ganancias.

El flujo de efectivo de las actividades de inversión alcanzó un total de Ps 19,9 MM durante el tercer trimestre del año 2016, y fue un 25,9% superior al del mismo período del año anterior. Las inversiones en activos fijos e intangibles fueron inferiores en un 9,2% a las del mismo período del año anterior. En el presente trimestre, se le otorgó un préstamo garantizado a Pampa Energía S.A. por Ps 2,1 MM, equivalente al precio de la adquisición indirecta por parte de YPF de participaciones en las áreas Río Neuquén y Aguada de la Arena, y también se registró un incremento de las inversiones en activos financieros por Ps 2,2 MM.

La generación de recursos previamente explicada, sumada al incremento neto de fondos de Ps 4,2 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 32,4 MM de pesos al 30 de septiembre de 2016. En el presente trimestre se destacan la emisión de dos nuevas series de Obligaciones Negociables por un total de Ps 11,2 MM y 300 millones de francos suizos. De este modo, la deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 9,9 MM, y la deuda neta los USD 7,8 MM⁽¹⁾, con una ratio Deuda neta/EBITDA⁽²⁾ de 1,86x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del segundo trimestre de 2016 fue de 30,38%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares y francos suizos fue de 7,76% y 3,75% respectivamente.

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

ON	Monto	Tasa de interés	Vencimiento
Clase L	USD 750 M	BADLAR + 4,0%	48 meses
Clase LI	CHF 300 M	3,75%	36 meses
Clase XXVIII (4T 2016) (*)	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: 7.797 MUSD / EBITDA LTM: 4.208 MUSD = 1.86x

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 3° TRIMESTRE 2016

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

3T 2015	2T 2016	3T 2016	Var.% 3T16 / 3T15		Ene-Sep 2015	Ene-Sep 2016	Var.% 2016 / 2015
40.056	52.759	55.849	39,4%	Ingresos Ordinarios	115.190	155.542	35,0%
(29.795)	(42.819)	(48.028)	61,2%	Costos de Ventas	(86.756)	(130.978)	51,0%
10.261	9.940	7.821	-23,8%	Utilidad bruta	28.434	24.564	-13,6%
(2.587)	(3.699)	(3.934)	52,1%	Gastos de comercialización	(8.065)	(10.678)	32,4%
(1.301)	(1.833)	(1.939)	49,0%	Gastos de administración	(3.857)	(5.258)	36,3%
(1.182)	(738)	(312)	-73,6%	Gastos de exploración	(1.760)	(1.504)	-14,5%
-	-	(36.188)		Deterioro de propiedades, planta y equipo	-	(36.188)	
440	1.648	(26)	-105,9%	Otros resultados operativos, netos	926	1.422	53,6%
5.631	5.318	(34.578)	-714,1%	Utilidad operativa	15.678	(27.642)	-276,3%
36	166	110	205,6%	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	52	373	617,3%
(701)	(4.660)	(3.291)	-369,5%	Resultados financieros netos:	(2.009)	(3.933)	-95,8%
4.966	824	(37.759)	-860,4%	Utilidad neta antes de imp. a las ganancias	13.721	(31.202)	-327,4%
(3.082)	(1.577)	7.503	-343,4%	Impuesto a las ganancias	(7.430)	1.048	-114,1%
1.884	(753)	(30.256)	-1705,9%	Utilidad neta del período	6.291	(30.154)	-579,3%
34	(10)	(45)		Utilidad neta atribuible al interés no controlante	17	(196)	
1.850	(743)	(30.211)	-1733,0%	Utilidad neta del período atribuible al accionista de la controlante	6.274	(29.958)	-577,5%
4,72	(1,89)	(77,14)	-1732,9%	Utilidad neta por acción básico y diluida	16,00	(76,49)	-578,0%
3.206	4.309	2.848	-11,2%	Otros Resultados integrales	8.229	22.564	174,2%
5.090	3.556	(27.408)	-638,5%	Resultado integral total del período	14.520	(7.590)	-152,3%
13.363	17.181	14.609	9,3%	EBITDA (*)	35.967	44.283	23,1%

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

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

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

	<u>31/12/2015</u>	<u>30/09/2016</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	7.279	8.644
Propiedades, planta y equipo	270.905	287.082
Inversiones en sociedades	4.372	5.095
Activos por impuesto diferido	954	506
Otros créditos y anticipos	2.501	3.998
Créditos por ventas	469	226
Inversiones en activos financieros	-	7.353
Total del activo no corriente	<u>286.480</u>	<u>312.904</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	19.258	22.703
Otros créditos y anticipos	19.413	12.190
Créditos por ventas	22.111	31.119
Inversiones en Activos Financieros	804	7.380
Efectivo y equivalentes de efectivo	15.387	17.634
Total del activo corriente	<u>76.973</u>	<u>91.026</u>
Total del activo	<u>363.453</u>	<u>403.930</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.349	10.359
Reservas y resultados no asignados	110.064	101.781
Interés no controlante	48	(148)
Total Patrimonio Neto	<u>120.461</u>	<u>111.992</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	39.623	43.246
Pasivos por impuesto diferido	44.812	42.973
Otras cargas fiscales	207	106
Préstamos	77.934	121.226
Cuentas por pagar	625	626
Total del pasivo no corriente	<u>163.201</u>	<u>208.177</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	2.009	1.848
Impuesto a las ganancias a pagar	1.487	154
Otras cargas fiscales	6.047	6.164
Remuneraciones y cargas sociales	2.452	2.734
Préstamos	27.817	30.113
Cuentas por pagar	39.979	42.748
Total del pasivo corriente	<u>79.791</u>	<u>83.761</u>
Total del pasivo	<u>242.992</u>	<u>291.938</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>363.453</u>	<u>403.930</u>

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

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

3T 2015	2T 2016	3T 2016		Ene-Sep 2015	Ene-Sep 2016
			Flujos de Efectivo de las operaciones		
1.884	(753)	(30.256)	Utilidad neta consolidado del período	6.291	(30.154)
(36)	(166)	(110)	Resultados de las inversiones en sociedades	(52)	(373)
6.895	11.225	12.652	Depreciación de propiedades, planta y equipo	18.961	34.411
65	170	188	Amortización de activos intangibles	225	511
1.811	1.422	996	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	3.250	3.601
3.082	1.577	(7.503)	Cargo por impuesto a las ganancias	7.430	(1.048)
702	1.411	1.289	Aumento neto de provisiones	2.267	3.792
-	-	36.188	Deterioro de propiedades, planta y equipo	-	36.188
(245)	3.966	2.893	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	1.357	2.193
36	17	51	Plan de beneficios en acciones	89	108
(562)	-	-	Seguros devengados	(1.085)	-
-	(1.528)	-	Resultado por desconsolidación de sociedades	-	(1.528)
			Cambios en activos y pasivos:		
(1.350)	(6.922)	(505)	Créditos por ventas	(2.853)	(15.393)
(1.204)	217	2.399	Otros créditos y anticipos	(4.299)	7.134
(1.005)	(1.208)	(79)	Bienes de cambio	(240)	(198)
1.171	(2.498)	(990)	Cuentas por pagar	3.182	(2.610)
463	311	307	Otras cargas fiscales	2.112	(142)
396	368	341	Remuneraciones y cargas sociales	123	290
(347)	(594)	(355)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.247)	(1.303)
2	420	1	Dividendos cobrados	181	421
-	-	-	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	1.673	607
(1.976)	(821)	(786)	Pagos de impuesto a las ganancias	(5.650)	(2.347)
9.782	6.614	16.721	Flujos de Efectivo de las Operaciones	31.715	34.160
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
			Pagos por inversiones:		
(15.825)	(15.299)	(14.368)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(46.692)	(46.970)
-	-	(388)	Aportes y adquisiciones en inversiones en sociedades y UTEs	(163)	(388)
-	923	(3.078)	Inversiones en activos financieros	-	(2.168)
-	-	(2.093)	Préstamos a terceros	-	(2.093)
-	-	-	Cobro de seguros por daño material	-	355
(15.825)	(14.376)	(19.927)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(46.855)	(51.264)
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
(5.652)	(16.775)	(15.488)	Pago de préstamos	(17.624)	(49.442)
(1.386)	(3.378)	(4.728)	Pago de intereses	(4.531)	(11.621)
9.935	17.863	25.304	Préstamos obtenidos	38.162	79.770
(74)	(55)	5	Recompra de acciones propias en cartera	(119)	(50)
-	-	-	Aportes de interés no controlante	-	50
(503)	-	(889)	Dividendos Pagados	(503)	(889)
2.320	(2.345)	4.204	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	15.385	17.818
342	(15)	743	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	854	1.681
-	(148)	-	Desconsolidación de subsidiarias	-	(148)
(3.381)	(10.270)	1.741	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	1.099	2.247
-	26.163	15.893	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	9.758	15.387
(3.381)	15.893	17.634	Efectivo y equivalentes al cierre del período	10.857	17.634
(3.381)	(10.270)	1.741	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	1.099	2.247
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
(187)	6.898	11.163	Caja y Bancos	9.195	11.163
(3.194)	8.995	6.471	Otros Activos Financieros	1.662	6.471
(3.381)	15.893	17.634	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	10.857	17.634

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



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

3T 2016	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	5.098	50.221	530	-	55.849
Ingresos intersegmentos	22.998	294	1.999	-25.291	-
Ingresos ordinarios	28.096	50.515	2.529	-25.291	55.849
Utilidad operativa	-35.137	1.118	-696	137	-34.578
Resultado de inversiones en sociedades	0	110	-	-	110
Depreciación de bienes de uso	10.965	1.389	298	-	12.652
Deterioro del valor de bienes de uso y activos intangibles	36.188	-	-	-	36.188
Inversión de bienes de uso	11.680	2.906	426	0	15.012
Activos	222.359	142.653	41.482	-2.564	403.930

3T 2015	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	4.289	35.470	297	-	40.056
Ingresos intersegmentos	16.202	334	1.639	-18.175	-
Ingresos ordinarios	20.491	35.804	1.936	-18.175	40.056
Utilidad operativa	2.171	3.522	-417	355	5.631
Resultado de inversiones en sociedades	3	33	-	-	36
Depreciación de bienes de uso	6.023	778	94	-	6.895
Inversión de bienes de uso	12.315	2.813	625	-	15.753
Activos al 31 de diciembre de 2015	223.035	113.805	26.708	-95	363.453

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

<i>Millones de USD</i>	2015	2016	2016	Var	2015	2016	Var
	3T	2T	3T	3T 16 / 3T 15	Ene - Sep	Ene - Sep	2016 / 2015
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	4.353	3.720	3.748	-13,9%	8.559	10.720	25,2%
Costos de Ventas	-3.238	-3.019	-3.224	-0,5%	-6.488	-9.023	39,1%
Utilidad bruta	1.115	701	525	-52,9%	2.071	1.697	-18,0%
Gastos de comercialización	-281	-261	-264	-6,1%	-624	-736	17,9%
Gastos de administración	-141	-129	-130	-8,0%	-291	-362	24,4%
Gastos de exploración	-128	-52	-21	-83,7%	-66	-104	59,3%
Otros gastos	48	116	-2	-103,6%	54	101	86,4%
Utilidad operativa	612	375	-2.321	-479,2%	1.144	-1.834	-260,3%
Depreciaciones + deterioro del valor de bienes de uso y activos intangibles	749	792	3.278	337,5%	1.374	4.799	249,2%
Amortización de activos intangibles	7	12	13	78,6%	18	35	93,4%
Perforaciones exploratorias improductivas	84	13	11	-87,3%	38	57	51,0%
EBITDA	1.452	1.192	981	-32,5%	2.574	3.057	18,8%
UPSTREAM							
Ventas netas	2.227	1.963	1.886	-15,3%	4.346	5.881	35,3%
Utilidad operativa	236	121	-2.358	-1099,5%	546	-1.930	-453,3%
Amortizaciones	655	686	736	12,4%	1.187	2.052	72,9%
Inversiones	1.336	805	783	-41,4%	2.632	2.436	-7,4%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	3.986	3.365	3.390	-14,9%	7.751	9.591	23,7%
Utilidad operativa	383	242	75	-80,4%	607	262	-56,8%
Amortizaciones	85	94	93	10,3%	168	277	65,0%
Inversiones	306	196	195	-36,2%	392	536	36,7%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-45	43	-47	3,1%	-121	-40	-66,6%
Inversiones	68	22	29	-57,9%	63	78	23,7%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	39	-31	9	-76,2%	112	-126	-212,6%
Tipo de cambio promedio del periodo	9,20	14,18	14,90		8,91	14,51	

NOTA: El cálculo de las magnitudes financieras expresadas en dólares estadounidenses es derivado del cálculo de los resultados expresados en pesos argentinos dividido el tipo de cambio promedio de cada periodo. Los periodos acumulados corresponden a la suma de los resultados trimestrales.

5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2015					2016			
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2015	1T	2T	3T	Acum. 3T 2016
Producción										
Producción de crudo	Kbbl	22.238	22.750	22.934	23.218	91.139	22.656	22.102	22.735	67.493
Producción de NGL	Kbbl	5.390	3.580	4.015	4.958	17.944	5.124	4.512	4.608	14.243
Producción de gas	Mm3	3.921	4.091	4.080	4.032	16.124	4.008	4.074	4.127	12.209
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	52.288	52.061	52.611	53.532	210.492	52.986	52.237	53.299	158.522
Henry Hub	US\$/mbtu	2,98	2,64	2,77	2,27	2,66	2,09	1,95	2,81	2,29
Brent	US\$/bbl	53,92	61,69	50,23	43,57	52,35	37,88	45,56	45,79	41,68
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	3.580
Gasoil	Km3	1.906	2.169	2.040	2.019	8.134	1.855	2.038	1.955	5.848
JP1 y Kerosene	Km3	125	108	130	131	494	130	107	135	371
Fuel Oil	Km3	348	396	378	313	1.436	354	350	376	1.080
LPG	Km3	176	212	238	162	788	153	242	273	668
Otros (*)	Km3	304	343	314	323	1.283	261	270	342	872
Total mercado interno	Km3	4.104	4.399	4.308	4.218	17.029	4.035	4.126	4.259	12.420
Exportación										
Nafta Virgen	Km3	18	12	7	19	56	0	0	15	15
JP1 y Kerosene	Km3	122	127	130	132	511	121	117	130	369
LPG	Km3	149	52	42	94	337	117	17	40	174
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	153	115	130	134	532	149	116	93	358
Otros (**)	Km3	7	10	4	4	25	105	24	26	155
Total Exportación	Km3	449	316	314	382	1.461	493	275	303	1.070
Total ventas productos refinados	Km3	4.553	4.715	4.622	4.600	18.490	4.528	4.401	4.562	13.491
Ventas de productos químicos										
Mercado interno										
Fertilizantes	Ktn	21	34	45	108	208	24	40	91	155
Metanol	Ktn	49	61	75	64	249	55	82	105	242
Otros	Ktn	130	164	143	129	566	133	125	122	380
Total mercado interno	Ktn	200	259	263	301	1.023	212	247	318	777
Exportación										
Metanol	Ktn	41	36	54	20	151	2	1	2	5
Otros	Ktn	28	50	33	39	150	25	41	78	144
Total exportación	Ktn	69	86	87	59	301	27	42	80	149
Total ventas productos químicos	Ktn	269	345	350	360	1.324	239	289	398	926
Ventas de otros productos										
Granos, harinas y aceites										
Mercado interno	Ktn	30	31	13	15	89	9	27	7	43
Exportación	Ktn	155	418	358	208	1.139	169	311	256	736
Total granos, harinas y aceites	Ktn	185	449	371	223	1.228	178	338	263	779
Principales volúmenes importados										
Naftas y Jet Fuel	Km3	20	22	43	36	120	50	65	52	168
Gasoil	Km3	196	343	346	289	1.174	145	239	306	691

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



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

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

En el futuro, la situación financiera, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volúmenes de producción y comercialización, reservas, gastos de capital e inversiones de YPF y expansión y otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos, así como futuras condiciones económicas y otras como el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio podrían variar sustancialmente en comparación a aquellas contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones. Factores importantes que pudieran causar esas diferencias incluyen pero no se limitan a fluctuaciones en el precio del petróleo y sus derivados, niveles de oferta y demanda, tasa de cambio de divisas, resultados de exploración, perforación y producción, cambios en estimaciones de reservas, éxito en asociaciones con terceros, pérdida de participación en el mercado, competencia, riesgos medioambientales, físicos y de negocios en mercados emergentes, modificaciones legislativos, fiscales, legales y regulatorios, condiciones financieras y económicas en varios países y regiones, riesgos políticos, guerras, actos de terrorismo, desastres naturales, retrasos de proyectos o aprobaciones, así como otros factores descriptos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descriptos en el Ítem 3 titulada “Key information– Risk Factors” y el Ítem 5 titulada “Operating and Financial Review and Prospects” del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 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