

YPF S.A.
Resultados Consolidados
2T 2016



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2016	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016	7
3.1 UPSTREAM.....	7
3.2 DOWNSTREAM	10
3.3 ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS.....	13
3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS	13
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	13
5. TABLAS Y NOTAS	15
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	16
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	17
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....	18
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DEL NEGOCIO	19
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES	20
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS.....	21

El EBITDA del segundo trimestre de 2016 alcanzo los Ps 17,2 MM un 38,6% superior al segundo trimestre 2015.

2T 2015	1T 2016	2T 2016	Var.% 2T 16 / 2T 15	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2015	Ene-Jun 2016	Var.% 2016 / 2015
40.003	46.934	52.759	31,9%	Ingresos Ordinarios (Ps M)	75.134	99.693	32,7%
5.578	1.618	5.318	-4,7%	Utilidad operativa (Ps M)	10.047	6.936	-31,0%
2.298	855	-753	-132,8%	Utilidad neta (Ps M)	4.407	102	-97,7%
12.395	12.493	17.181	38,6%	EBITDA (Ps M)	22.604	29.674	31,3%
5,86	2,54	-1,89	-132,2%	Utilidad neta por acción (Ps /acción)	11,28	0,65	-94,2%
14.758	14.741	14.498	-1,8%	Inversiones (Ps M)	27.109	29.239	7,9%

EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de Bienes de Uso + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones Exploratorias Improductivas + Deterioro del valor de bienes de uso y activos intangibles.

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

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

- Los ingresos ordinarios en el segundo trimestre de 2016 ascendieron a Ps 52,8 MM, un 31,9% superiores al segundo trimestre de 2015.
- La utilidad operativa del presente trimestre alcanzó los Ps 5,3 MM, lo que representa una disminución del 4,7% respecto del mismo período del año anterior, mientras que el EBITDA fue Ps 17,2 MM, un 38,6% superior al mismo trimestre de 2015.
- El resultado neto del segundo trimestre fue negativo en Ps 0,8 MM, un 132,8% inferior a los Ps 2,3 MM positivos reportados en el segundo trimestre de 2015.
- En el segundo trimestre del año, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 574,0 Kbped, siendo un 0,3% superior a la del mismo periodo 2015. La producción de crudo disminuyó un 2,8% totalizando 242,9 Kbbl/d, mientras que la producción de gas natural alcanzó los 44,8 Mm3/d siendo un 0,4% inferior a la del mismo periodo 2015. Por su parte la producción de NGL se incrementó un 26% alcanzando los 49,6 Kbbl/d.
- En el negocio del Downstream, en el segundo trimestre de 2016, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 90,2%, un 5,3% inferior al mismo trimestre del año pasado.
- Las inversiones en bienes de uso en el segundo trimestre del año fueron Ps 14,5 MM, reflejando una disminución del 1,8% respecto de los Ps 14,8 MM invertidos durante el segundo trimestre del año 2015.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016

Los ingresos ordinarios correspondientes al segundo trimestre de 2016 fueron de Ps 52,8 MM, lo que representa un aumento del 31,9% 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 de gas oil aumentaron Ps 4,4 MM debido a la combinación de un incremento del 38,5% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a una disminución en los volúmenes comercializados totales del 6,0%;
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 3,0 MM gracias a un incremento del 42,5% en el precio promedio y a una disminución en los volúmenes totales despachados del 4,4%;
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 3,3 MM como consecuencia de un incremento en el precio promedio del 59,0% en pesos, sin presentar variaciones significativas en los volúmenes comercializados;
- Las ventas totales de fuel oil aumentaron en Ps 0,7 MM debido a un incremento en el precio de venta medido en pesos del 43,9% y a una disminución en los volúmenes comercializados del 8,8%;
- Las ventas al mercado externo de harinas, aceites y granos se incrementaron en Ps 0,4 MM, producto de una disminución del 26% en los volúmenes exportados y de una suba del 77% en los precios promedio de venta medidos en pesos;
- En el segundo trimestre de 2015 se habían devengado Ps 0,6 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo vigente en ese momento.

El costo de ventas en el segundo trimestre de 2016 fue de Ps 42,8 MM, un 40,6% superior al del segundo trimestre de 2015, incluyendo incrementos en los costos de producción del 49,9% y en las compras del 40,3%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

a) Costos de producción

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente Ps 4,6 MM, lo que representa un aumento del 73%, debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la apreciación de los mismos entre ambos periodos 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, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 26,8%;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,8 MM, teniendo en cuenta principalmente un aumento del indicador unitario, medido en pesos, de un 67%;
- Mayores regalías por Ps 1,0 MM. De este aumento, Ps 0,6 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 0,5 MM, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

b) Compras

- Mayores compras netas de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,4 MM con mayores precios para ambos productos, mientras que los volúmenes comprados de FAME se incrementaron en un 5% y los de bioetanol en un 1%;
- Mayores compras de granos a través de la modalidad de Canje en el segmento de ventas al Agro, por Ps 0,7 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 32,1% y a una disminución de los volúmenes adquiridos del 14,6%;
- Menores importaciones de gas oil y jet fuel por un valor neto de \$ 46 millones, habiéndose importado mayores volúmenes de jet fuel y menores de gas oil a mayores precios en pesos.

Los gastos de administración correspondientes al segundo trimestre de 2016 ascendieron a Ps 1,8 MM, presentando un aumento del 35,0% frente a los registrados durante el mismo período del año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a mayores costos en contrataciones de servicios informáticos.

Los gastos de comercialización en el segundo trimestre de 2016 ascendieron a Ps 3,7 MM, presentando un incremento del 28,2%. 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 y por contrataciones de servicios.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,7 MM, resultando superiores a los registrados en el segundo trimestre de 2015, los cuales habían ascendido a Ps 0,4 MM.

Los otros resultados operativos, netos, resultaron positivos en Ps 1,6 MM en el segundo trimestre de 2016, mientras que en el mismo período de 2015 habían sido positivos en Ps 0,7 MM. En el presente trimestre, este rubro incluye el resultado neto positivo de Ps 1,5 MM generado por el proceso de desconsolidación del grupo de entidades de Maxus Energy Corporation. A su vez, en el segundo trimestre 2015 se había registrado la asistencia económica transitoria de Ps 0,4 MM devengada por nuestra compañía controlada MetroGAS S.A. en el segundo trimestre de 2015, la cual se encontraba vigente en aquel momento.

Los resultados financieros correspondientes al segundo trimestre del año 2016 fueron negativos en Ps 4,7 MM, en comparación con los Ps 0,9 MM negativos correspondientes al mismo período del año 2015. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva por Ps 1,2 MM sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la menor depreciación del peso observada durante



el segundo trimestre del año 2016 respecto al mismo período de 2015. A su vez se registraron mayores intereses negativos netos por Ps 2,1 MM producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés.

El cargo por impuesto a las ganancias en el segundo trimestre del año 2016 alcanzó los Ps 1,6 MM, incluyendo una reestimación de la tasa efectiva de impuesto utilizada en el primer trimestre por Ps 0,8 MM. El cargo correspondiente al segundo trimestre del año 2015 había sido de Ps 2,4 MM. Esta diferencia tiene su origen principalmente en un menor cargo por impuesto diferido por Ps 0,9 MM, compensado parcialmente por un mayor monto de impuesto corriente por \$ 45 millones.

El Resultado neto del período fue negativo en Ps 0,8 MM, un 132,8% inferior a la del mismo período del año 2015.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los Ps 14,5 MM siendo superiores en un 1,8% respecto a las inversiones en bienes de uso realizadas durante el segundo trimestre de 2015.

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

3.1 UPSTREAM

2T 2015	1T 2016	2T 2016	Var.% 2T16 / 2T15	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2015	Ene-Jun 2016	Var.% 2016 / 2015
2.534	4.441	1.716	-32,3%	Utilidad operativa (Ps M)	4.794	6.157	28,4%
19.557	29.330	27.839	42,3%	Ventas netas (Ps M)	38.132	57.169	49,9%
250,0	249,0	242,9	-2,8%	Producción crudo (Kbbld)	248,5	245,9	-1,1%
39,3	56,3	49,6	26,0%	Producción NGL (Kbbld)	49,6	52,9	6,8%
45,0	44,0	44,8	-0,4%	Producción gas (Mm3d)	44,3	44,4	0,3%
572,1	582,3	574,0	0,3%	Producción total (Kbped)	576,5	578,1	0,3%
387	454	738	90,7%	Gastos de exploración (Ps M)	578	1.192	106,2%
12.409	12.255	11.409	-8,1%	Inversiones (Ps M)	23.110	23.664	2,4%
5.633	9.096	9.734	72,8%	Amortizaciones (Ps M)	10.421	18.830	80,7%
Precios de Realización							
69,1	61,9	60,7	-12,3%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	69,0	61,3	-11,1%
4,50	4,71	4,74	5,2%	Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	4,52	4,73	4,7%

La **utilidad operativa** del Upstream ascendió a Ps 1,7 MM, un 32,3% inferior a la del 2T 2015.

En el segundo trimestre de 2016, las ventas del segmento crecieron un 42,3% 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 5,4 MM (+40,8%) debido a un aumento del precio de transferencia entre el segmento de Upstream y el segmento de Downstream medido en pesos del 40,5%, mientras que los volúmenes transferidos entre segmentos se incrementaron un 3,1%;
- Las ventas como productores de gas natural a terceros se incrementaron en Ps 3,3 MM (+59,8%) debido a un incremento del precio promedio de venta a terceros medido en pesos del 59,0%, mientras que el volumen comercializado reportó un incremento de 0,5%;
- En el segundo trimestre de 2015 se habían devengado Ps 0,6 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo vigente en ese momento.



El precio de realización promedio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el segundo trimestre del año 2016 disminuyó un 12,3% hasta los 60,7 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio de realización promedio fue de 4,74 USD/Mmbtu, un 5,2% superior al del mismo trimestre de 2015.

Durante el segundo trimestre del año la producción total de hidrocarburos alcanzó los 574,0 Kbped, siendo un 0,3% superior a la del mismo periodo 2015. La producción de crudo disminuyó un 2,8% totalizando 242,9 Kbbld, mientras que la producción de gas natural alcanzó los 44,8 Mm3d siendo un 0,4% inferior a la del mismo periodo 2015. Por su parte la producción de NGL se incrementó un 26% alcanzando los 49,6 Kbbld. Cabe destacar que durante el trimestre se registraron paros y movilizaciones gremiales que afectaron la actividad. En el supuesto caso de no haber ocurrido dichas contingencias, la producción total en el trimestre hubiera estado en línea con la del primer trimestre del año.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el segundo trimestre del año se han puesto en producción un total de 175 pozos nuevos, incluyendo los pozos de no convencional y tight mencionados posteriormente, y que sumados a los del primer trimestre de este año, acumulan un total de 358 nuevos pozos.

Durante el segundo trimestre de 2016, en las áreas no convencionales se han producido un total de 51,6 Kbped de hidrocarburos, compuestos por 27,5 Kbbld de crudo, 10,6 Kbbld de NGL y 2,1 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 22 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total, al cierre del segundo trimestre 2016, de aproximadamente 503 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 segundo trimestre de 2016, se pusieron en producción 16 pozos y la producción promedio de gas natural fue de 5,02 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 2,0 Mm3d neta para YPF (se pusieron en producción 4 pozos), y, (iii) en el proyecto Estación Fernández Oro la producción del trimestre alcanzó los 2,1 Mm3d. Es importante mencionar que durante el trimestre se pusieron en marcha los nuevos sistemas de compresión en las áreas de Rincón del Mangrullo y Estación Fernández Oro permitiendo un incremento de producción con respecto al primer trimestre del año de 36,8% y 11,7% respectivamente.

En materia de los costos totales de producción se observó en el segundo trimestre de 2016 un incremento del 52,7%, alcanzando los Ps 25,4 MM. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente Ps 4,1 MM;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 2,0 MM, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 26,8%;
- Mayores regalías por Ps 1,0 MM. De este aumento, Ps 0,6 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, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,7 MM, resultando superiores a los registrados en el segundo trimestre de 2015, los cuales ascendieron a Ps 0,4 MM. Por una parte, se realizaron mayores erogaciones por gastos de estudios geológicos y geofísicos, con un incremento de \$ 88 millones, principalmente por estudios de relevamiento sísmico en áreas de las provincias de Santa Cruz y Chubut. A su vez, se registraron mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre de 2016 versus similar período del año 2015 por un monto diferencial de Ps 0,2 MM.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al segundo trimestre de 2015, los costos erogables unitarios en dólares disminuyeron un 17,2%, de 24,8 USD/bpe en el 2T 2015 a 20,6 USD/bpe en el 2T 2016 (incluyendo tributos por 7,1 USD/bpe y 5,9 USD/bpe respectivamente). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 12,2 USD/bpe, un 20,1% inferior a los 15,3 USD/Bpe del 2T 2015.

Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron Ps 11,4 MM en el segundo trimestre de 2016, siendo estas inferiores a los Ps 12,4 MM del mismo período de 2015 en un 8,1%.

En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que el 76% fueron destinadas a perforación y Workover, el 18% a instalaciones, y el 6% restante a exploración y otras actividades de Upstream.

En la cuenca Neuquina la actividad del segundo trimestre de 2016 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Aguada Toledo - Sierra Barrosa (Lajas), Rincón del Mangrullo, El Orejano, La Amarga Chica, Loma La Lata (Sierras Blancas) Chachahuen y Cañadón Amarillo. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques Barrancas, La Ventana, Vizcacheras, Puesto Molina y Cerro Fortunoso, mientras que en el Golfo San Jorge, la mayor actividad estuvo centrada en Cañadón de la Escondida, El Guadal, Cañadón Yatel, Barranca Baya, Los Perales, 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 segundo trimestre del 2016 cubrió las cuencas Neuquina y Golfo San Jorge. En la Cuenca Neuquina se registró actividad exploratoria a objetivos convencionales y no convencionales. La actividad exploratoria convencional se enfocó en los bloques Señal Picada - Punta Barda, Bajo del Piche, Cajón de los Caballos y Chachahuen. La actividad exploratoria no convencional estuvo asociada al bloque Narambuena. En la Cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en la evaluación de objetivos profundos en el flanco oeste en Los Perales y en el flanco norte en el bloque Manantiales Behr.

Durante el segundo trimestre del año se han finalizado 6 pozos exploratorios.

3.2 DOWNSTREAM

2T 2015	1T 2016	2T 2016	Var.% 2T16 / 2T15	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2015	Ene-Jun 2016	Var.% 2016 /2015
3.865	-794	3.432	-11,2%	Utilidad operativa (Ps M)	5.359	2.638	-50,8%
35.721	40.933	47.715	33,6%	Ventas netas (Ps M)	68.028	88.648	30,3%
4.399	4.035	4.126	-6,2%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	4.104	8.163	98,9%
316	493	275	-13,0%	Exportación productos refinados (Km3)	449	767	70,8%
225	188	207	-8,0%	Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	179	395	120,7%
86	27	42	-51,2%	Exportacion de productos químicos (Ktn)	69	69	0,0%
305	294	288	-5,3%	Crudo procesado (Kbped)	302	291	-3,6%
95%	92%	90%	-5,3%	Utilización de las refinerías (%)	95%	91%	-3,6%
2.008	2.091	2.776	38,2%	Inversiones (Ps M)	3.444	4.867	41,3%
778	1.290	1.333	71,3%	Amortizaciones (Ps M)	1.471	2.623	78,3%
756	564	676	-10,7%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	752	616	-18,1%
759	559	661	-13,0%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	757	612	-19,1%

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

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

El segmento del Downstream en el segundo trimestre de este año registró una utilidad operativa de Ps 3,4 MM, un 11,2% inferior a la utilidad reportada en el 2T 2015.

Las ventas netas crecieron un 33,6% en relación al segundo trimestre del año 2015, destacándose:

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 4,4 MM debido a la combinación de un incremento del 38,5% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a una disminución en los volúmenes comercializados totales del 6,0%, destacándose sin embargo un incremento del 7,0% en los volúmenes vendidos de Eurodiesel (gas oil Premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 3,0 MM gracias a un incremento del 42,5% en el precio promedio y a una disminución en los volúmenes totales despachados del 4,4%;

- Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en Ps 0,7 MM debido a un incremento del 55,9% en el precio de venta lo que compensó una disminución de los volúmenes comercializados del 11,6%;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado local, se registraron mayores ingresos por Ps 51 millones, debido a un incremento del 14,1% en el precio de venta medido en pesos compensando así una disminución del 7,5% en los volúmenes comercializados;
- Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado un incremento de Ps 0,5 MM, o un 14,4%, debido fundamentalmente a los mejores precios medidos en pesos producto de la mayor depreciación del peso observada en el presente trimestre compensando así los menores volúmenes exportados. Se destacan en el trimestre las exportaciones de harinas, aceites y granos por un monto total de Ps 1,7 MM fruto de un aumento del 77,2% en los precios promedio de venta medidos en pesos, compensando así la baja de 25,6% en los volúmenes exportados.

En el segundo trimestre de 2016 los costos y gastos operativos se incrementaron un 39,0%, o Ps 12,4 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 6,2 MM, el cual se encuentra principalmente motivado por el incremento en el precio del petróleo crudo comprado, expresado en pesos, y considerando que no hubo variaciones significativas en los volúmenes comprados. El precio promedio de compra de petróleo crudo al segmento de Upstream, medido en pesos, se incrementó un 40,5% mientras que, de manera similar, el precio de compra a otros productores de petróleo crudo se incrementó aproximadamente un 32,1%, esto debido a que los menores volúmenes adquiridos a terceros corresponden exclusivamente a crudos livianos, que tienen un mayor valor;
- Mayores compras netas de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,4 MM con mayores precios para ambos productos, mientras que los volúmenes comprados de FAME se incrementaron en un 5% y los de bioetanol en un 1%;
- Mayor recepción de granos a través de la modalidad de Canje en el segmento de ventas al Agro, por Ps 0,7 MM, las cuales se registran contablemente como compras.
- Menores importaciones de gas oil y jet fuel por un valor neto de Ps 46 millones, habiéndose importado mayores volúmenes de jet fuel y menores de gas oil, ambos a mayores precios.
- En relación a los costos de producción, se observa durante el segundo trimestre de 2016 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,8 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, incluyendo los paros programados de planta. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 5,3% menor, el costo de refinación unitario aumentó en el segundo trimestre de 2016 en aproximadamente un 67% en comparación con el mismo trimestre del año 2015;
- Mayores depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente Ps 0,6 MM;
- Se registraron mayores gastos de comercialización por Ps 0,8 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 288 Kbbld, un 5,3% inferior al del segundo trimestre del 2015, principalmente por las paradas programadas de diferentes unidades en nuestras Refinerías de La Plata y Plaza Huincul, entre los meses de marzo y junio del presente año.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del segundo trimestre del 2016 alcanzaron los Ps 2,8 MM, superando en un 38,2% a las del mismo período del 2015.

En el ejercicio, se destacó el avance en la obra de construcción del nuevo Coque que alcanzó un avance físico general equivalente al 99,11 % y se estima entrará en producción en el segundo semestre de 2016. Asimismo continúa el avance en la ejecución del revamping de Topping III en Mendoza y sigue la ejecución de proyectos de mejora en instalaciones logísticas y desempeño en aspectos de seguridad y medio ambiente.

3.3 ADMINISTRACION CENTRAL Y OTROS

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

La utilidad operativa de la corporación en el segundo trimestre del año ascendió a Ps 0,6 MM en comparación con la pérdida operativa de Ps 0,5 MM del mismo periodo del año anterior. Esta variación se debe principalmente al resultado neto de Ps 1,5 MM producido por la desconsolidación del grupo de entidades Maxus Energy Corporation, como consecuencia de la presentación de la misma bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras de los Estados Unidos, por la cual YPF ha dejado de tener la capacidad de decisión sobre dichas entidades para influir significativamente en sus operaciones y resultados.

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 0,4 MM en el segundo trimestre de 2016, afectados principalmente por la ampliación de la brecha entre los precios de transferencia entre negocios y el costo de reposición de los bienes de cambio de la Sociedad. Estos ajustes habían tenido una magnitud negativa de Ps 0,3 MM en el segundo trimestre de 2015, debido a que la brecha de precios recién mencionada se había comportado de manera similar.

3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas en el segundo trimestre del año mostró un resultado positivo de Ps 166 millones, habiendo sido el resultado obtenido en el segundo trimestre del año anterior positivo en Ps 54 millones. Dicha variación surge principalmente por los mejores resultados obtenidos por Compañía Mega, Refinor y Profertil.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el segundo trimestre del año 2016, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 6,6 MM, un 33,9% menor a la del mismo período del año anterior. Esta disminución de Ps 3,4 MM se produjo pese a un aumento del EBITDA de Ps 4,8 MM, debido a un aumento en el capital de trabajo en el trimestre y a que en el mismo periodo de 2015 se terminó de cobrar el seguro por pérdida de beneficios por Ps 1,7 MM correspondiente al siniestro en la Refinería La Plata. Los principales rubros que contribuyen al aumento del capital de trabajo fueron el devengamiento de ingresos pendientes de cobro, entre ellos, los derivados del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural y a las ventas de gas a distribuidoras.

El flujo de efectivo de las actividades de inversión alcanzó un total de Ps 14,4 MM durante el segundo trimestre del año 2016, y fue un 6,6% inferior al del mismo período del año anterior. Las inversiones en activos fijos e intangibles fueron superiores en un 0,4% a las del mismo período del año anterior.

La generación de recursos previamente explicada, sumada a la disminución neta de fondos de Ps 2,3 MM provenientes de las actividades de financiación, deviene en una posición de efectivo y equivalentes de Ps 15,9 MM de pesos al 30 de junio de 2016. En el presente trimestre se destacan la emisión de dos nuevas series de Obligaciones Negociables en el mercado local por un total de Ps 0,5 MM y US\$ 46 millones. De este modo, la deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 9,3 MM, y la deuda neta los USD 8,2 MM, con un ratio Deuda neta/EBITDA⁽¹⁾ de 1,76x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del segundo trimestre de 2016 fue de 30,89%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,80%.

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

ON	Monto	Tasa de interés	Vencimiento
Clase XLVIII	USD 45,8 M	8,250%	48 meses
Clase XLIX	Ps 534,9 M	BADLAR + 6,00%	48 meses
Clase L (3T 2016)	USD 750 M	BADLAR + 4,0%	48 meses

(1) Deuda Neta: 8.218 MUSD / EBITDA LTM: 4.674 MUSD = 1.76x

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 2° TRIMESTRE 2016

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

2T 2015	1T 2016	2T 2016	Var.% 2T16 / 2T15		Ene-Jun 2015	Ene-Jun 2016	Var.% 2016 / 2015
40.003	46.934	52.759	31,9%	Ingresos Ordinarios	75.134	99.693	32,7%
(30.456)	(40.131)	(42.819)	40,6%	Costos de Ventas	(56.961)	(82.950)	45,6%
9.547	6.803	9.940	4,1%	Utilidad bruta	18.173	16.743	-7,9%
(2.886)	(3.045)	(3.699)	28,2%	Gastos de comercialización	(5.478)	(6.744)	23,1%
(1.358)	(1.486)	(1.833)	35,0%	Gastos de administración	(2.556)	(3.319)	29,9%
(387)	(454)	(738)	90,7%	Gastos de exploración	(578)	(1.192)	106,2%
662	(200)	1.648	148,9%	Otros resultados operativos, netos	486	1.448	197,9%
5.578	1.618	5.318	-4,7%	Utilidad operativa	10.047	6.936	-31,0%
54	97	166	207,4%	Resultado de las inversiones en sociedades	16	263	1543,8%
(923)	4.018	(4.660)	-404,9%	Resultados financieros netos:	(1.308)	(642)	50,9%
4.709	5.733	824	-82,5%	Utilidad neta antes de imp. a las ganancias	8.755	6.557	-25,1%
(2.411)	(4.878)	(1.577)	-34,6%	Impuesto a las ganancias	(4.348)	(6.455)	48,5%
2.298	855	(753)	-132,8%	Utilidad neta del período	4.407	102	-97,7%
1	(141)	(10)		Utilidad neta atribuible al interés no controlante	(17)	(151)	
2.297	996	(743)	-132,3%	Utilidad neta del período atribuible al accionista de la controlante	4.424	253	-94,3%
5,86	2,54	(1,89)	-132,2%	Utilidad neta por acción básico y diluida	11,28	0,65	-94,2%
2.592	15.407	4.309	66,2%	Otros Resultados integrales	5.023	19.716	292,5%
4.890	16.262	3.556	-27,3%	Resultado integral total del período	9.430	19.818	110,2%
12.395	12.493	17.181	38,6%	EBITDA (*)	22.604	29.674	31,3%

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

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

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

	<u>31/12/2015</u>	<u>30/06/2016</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	7.279	8.471
Bienes de uso	270.905	316.356
Inversiones en sociedades	4.372	4.857
Activos por impuesto diferido	954	893
Otros créditos y anticipos	2.501	2.206
Créditos por ventas	469	297
Total del activo no corriente	<u>286.480</u>	<u>333.080</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	19.258	22.225
Otros créditos y anticipos	19.413	14.447
Créditos por ventas	22.111	37.883
Inversiones en Activos Financieros	804	150
Efectivo y equivalentes de efectivo	15.387	15.893
Total del activo corriente	<u>76.973</u>	<u>90.598</u>
Total del activo	<u>363.453</u>	<u>423.678</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.349	10.352
Reservas y resultados no asignados	110.064	129.144
Interés no controlante	48	(103)
Total Patrimonio Neto	<u>120.461</u>	<u>139.393</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	39.623	41.821
Pasivos por impuesto diferido	44.812	50.970
Otras cargas fiscales	207	162
Préstamos	77.934	105.262
Cuentas por pagar	625	698
Total del pasivo no corriente	<u>163.201</u>	<u>198.913</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	2.009	1.706
Impuesto a las ganancias a pagar	1.487	216
Otras cargas fiscales	6.047	5.643
Remuneraciones y cargas sociales	2.452	2.393
Prestamos	27.817	33.822
Cuentas por pagar	39.979	40.703
Dividendos a pagar	-	889
Total del pasivo corriente	<u>79.791</u>	<u>85.372</u>
Total del pasivo	<u>242.992</u>	<u>284.285</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>363.453</u>	<u>423.678</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)

2T 2015	1T 2016	2T 2016		Ene-Jun 2015	Ene-Jun 2016
Flujos de Efectivo de las operaciones					
2.298	855	(753)	Utilidad neta consolidado del período	4.407	102
(54)	(97)	(166)	Resultados de las inversiones en sociedades	(16)	(263)
6.502	10.534	11.225	Depreciación de bienes de uso	12.066	21.759
91	153	170	Amortización de activos intangibles	160	323
847	1.183	1.422	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	1.439	2.605
2.411	4.878	1.577	Cargo por impuesto a las ganancias	4.348	6.455
662	1.092	1.411	Aumento neto de provisiones	1.565	2.503
1.117	(4.666)	3.966	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	1.602	(700)
26	40	17	Plan de beneficios en acciones	53	57
(12)	-	-	Seguros devengados	(523)	-
-	-	(1.528)	Resultado por desconsolidación de sociedades	-	(1.528)
Cambios en activos y pasivos:					
(1.891)	(7.966)	(6.922)	Créditos por ventas	(1.503)	(14.888)
(2.547)	4.518	217	Otros créditos y anticipos	(3.095)	4.735
499	1.089	(1.208)	Bienes de cambio	765	(119)
996	878	(2.498)	Cuentas por pagar	2.011	(1.620)
538	(760)	311	Otras cargas fiscales	1.649	(449)
206	(419)	368	Remuneraciones y cargas sociales	(273)	(51)
(507)	(354)	(594)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(900)	(948)
29	-	420	Dividendos cobrados	179	420
1.673	607	-	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	1.673	607
(2.882)	(740)	(821)	Pagos de impuesto a las ganancias	(3.674)	(1.561)
10.002	10.825	6.614	Flujos de Efectivo de las Operaciones	21.933	17.439
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión					
Pagos por inversiones:					
(15.239)	(17.303)	(15.299)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(30.867)	(32.602)
(161)	-	-	Aportes y adquisiciones en inversiones en sociedades y UTEs	(163)	-
-	(13)	923	Inversiones en activos financieros	-	910
-	355	-	Cobro de seguros por daño material	-	355
(15.400)	(16.961)	(14.376)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(31.030)	(31.337)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación					
(7.340)	(17.179)	(16.775)	Pago de préstamos	(11.972)	(33.954)
(1.766)	(3.515)	(3.378)	Pago de intereses	(3.145)	(6.893)
17.443	36.603	17.863	Préstamos obtenidos	28.227	54.466
(45)	-	(55)	Recompra de acciones propias en cartera	(45)	(55)
-	50	-	Aportes de interés no controlante	-	50
8.292	15.959	(2.345)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	13.065	13.614
305	953	(15)	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	512	938
-	-	(148)	Desconsolidación de subsidiarias	-	(148)
3.199	10.776	(10.270)	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	4.480	506
11.039	15.387	26.163	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	9.758	15.387
14.238	26.163	15.893	Efectivo y equivalentes al cierre del período	14.238	15.893
3.199	10.776	(10.270)	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	4.480	506
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO					
9.382	22.927	6.898	Caja y Bancos	9.382	6.898
4.856	3.236	8.995	Otros Activos Financieros	4.856	8.995
14.238	26.163	15.893	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	14.238	15.893

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)

2T 2016	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	4.625	47.415	719	-	52.759
Ingresos intersegmentos	23.214	300	1.613	-25.127	-
Ingresos ordinarios	27.839	47.715	2.332	-25.127	52.759
Utilidad operativa	1.716	3.432	605	-435	5.318
Resultado de inversiones en sociedades	0	166	-	-	166
Depreciación de bienes de uso	9.734	1.333	158	-	11.225
Deterioro del valor de bienes de uso y activos intangibles	0	-	-	-	0
Inversión de bienes de uso	11.394	2.776	313	0	14.483
Activos	249.892	149.207	27.326	-2.747	423.678

2T 2015	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	4.365	35.376	262	-	40.003
Ingresos intersegmentos	15.192	345	1.423	-16.960	-
Ingresos ordinarios	19.557	35.721	1.685	-16.960	40.003
Utilidad operativa	2.534	3.865	-513	-308	5.578
Resultado de inversiones en sociedades	-4	58	-	-	54
Depreciación de bienes de uso	5.633	778	91	-	6.502
Inversión de bienes de uso	12.352	2.008	341	-	14.701
Activos	143.555	77.354	22.039	-1.673	241.275

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

<i>Millones de USD</i>	2015	2016	2016	Var	2015	2016	Var
	2T	1T	2T	2T 16 / 2T 15	Ene - Jun	Ene - Jun	2016 / 2015
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	4.493	3.251	3.720	-17,2%	8.559	6.971	-18,5%
Costos de Ventas	-3.421	-2.780	-3.019	-11,7%	-6.488	-5.799	-10,6%
Utilidad bruta	1.072	471	701	-34,6%	2.071	1.172	-43,4%
Gastos de comercialización	-324	-211	-261	-19,5%	-624	-472	-24,4%
Gastos de administración	-153	-103	-129	-15,3%	-291	-232	-20,3%
Gastos de exploración	-43	-31	-52	19,7%	-66	-83	27,3%
Otros gastos	74	-14	116	56,3%	54	102	89,6%
Utilidad operativa	627	112	375	-40,1%	1.144	487	-57,4%
Depreciaciones + deterioro del valor de bienes de uso y activos intangibles	730	730	792	8,4%	1.374	1.521	10,7%
Amortización de activos intangibles	10	11	12	17,3%	18	23	24,1%
Perforaciones exploratorias improductivas	25	13	33	31,2%	38	46	22,6%
EBITDA	1.392	865	1.212	-13,0%	2.574	2.077	-19,3%
UPSTREAM							
Ventas netas	2.197	2.032	1.963	-10,6%	4.346	3.995	-8,1%
Utilidad operativa	285	308	121	-57,5%	546	429	-21,5%
Amortizaciones	633	630	686	8,5%	1.187	1.316	10,9%
Inversiones	1.394	849	805	-42,3%	2.632	1.653	-37,2%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	4.012	2.835	3.365	-16,1%	7.751	6.200	-20,0%
Utilidad operativa	434	-55	242	-44,3%	607	187	-69,2%
Amortizaciones	87	89	94	7,6%	168	183	9,4%
Inversiones	226	145	196	-13,2%	392	341	-13,1%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-58	-36	6	-109,7%	-121	-31	-74,5%
Inversiones	38	27	22	-42,4%	63	49	-21,6%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	-35	-104	-137	295,0%	112	-241	-315,8%
Tipo de cambio promedio del periodo	8,90	14,44	14,18		8,77	14,31	

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	Acum. 2T 2016
Producción									
Producción de crudo	Kbbl	22.238	22.750	22.934	23.218	91.139	22.656	22.102	44.757
Producción de NGL	Kbbl	5.390	3.580	4.015	4.958	17.944	5.124	4.512	9.635
Producción de gas	Mm3	3.921	4.091	4.080	4.032	16.124	4.008	4.074	8.082
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	52.288	52.061	52.611	53.532	210.492	52.986	52.237	105.223
Henry Hub	US\$/mbtu	2,98	2,64	2,77	2,27	2,66	2,09	1,95	2,02
Brent	US\$/bbl	53,92	61,69	50,23	43,57	52,35	37,88	45,56	39,63
Ventas									
Ventas de productos refinados									
Mercado interno									
Motonaftas	Km3	1.246	1.171	1.208	1.269	4.894	1.283	1.119	2.402
Gasoil	Km3	1.906	2.169	2.040	2.019	8.134	1.855	2.038	3.893
JP1 y Kerosene	Km3	125	108	130	131	494	130	107	236
Fuel Oil	Km3	348	396	378	313	1.436	354	350	704
LPG	Km3	176	212	238	162	788	153	242	395
Otros (*)	Km3	304	343	314	323	1.283	261	270	531
Total mercado interno	Km3	4.104	4.399	4.308	4.218	17.029	4.035	4.126	8.161
Exportación									
Nafta Virgen	Km3	18	12	7	19	56	0	0	0
JP1 y Kerosene	Km3	122	127	130	132	511	121	117	238
LPG	Km3	149	52	42	94	337	117	17	134
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	153	115	130	134	532	149	116	265
Otros (**)	Km3	7	10	4	4	25	105	24	130
Total Exportación	Km3	449	316	314	382	1.461	493	275	767
Total ventas productos refinados	Km3	4.553	4.715	4.622	4.600	18.490	4.528	4.401	8.928
Ventas de productos químicos									
Mercado interno									
Fertilizantes	Ktn	21	34	45	108	208	24	40	64
Metanol	Ktn	49	61	75	64	249	55	82	137
Otros	Ktn	130	164	143	129	566	133	125	258
Total mercado interno	Ktn	200	259	263	301	1.023	212	247	459
Exportación									
Metanol	Ktn	41	36	54	20	151	2	1	3
Otros	Ktn	28	50	33	39	150	25	41	66
Total exportación	Ktn	69	86	87	59	301	27	42	69
Total ventas productos químicos	Ktn	269	345	350	360	1.324	239	289	528
Ventas de otros productos									
Granos, harinas y aceites									
Mercado interno	Ktn	30	31	13	15	89	9	27	36
Exportación	Ktn	155	418	358	208	1.139	169	311	480
Total granos, harinas y aceites	Ktn	185	449	371	223	1.228	178	338	516
Principales volúmenes importados									
Naftas y Jet Fuel	Km3	20	22	43	36	120	50	65	115
Gasoil	Km3	196	343	346	289	1.174	145	239	385

(*) 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