

YPF S.A.
Resultados Consolidados
2T 2015



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015 .	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015	7
3.1 UPSTREAM.....	7
3.2 DOWNSTREAM	10
3.3 ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS.....	12
3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS	12
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	12
5. TABLAS Y NOTAS	14
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	15
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	16
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....	17
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DEL NEGOCIO	18
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES	19
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS.....	20



El EBITDA del segundo trimestre de 2015 alcanzó los Ps 12,4 MM un 13,3% superior al segundo trimestre 2014.

2T 2014	1T 2015	2T 2015	Var.% 2T 15 / 2T 14	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2014	Ene-Jun 2015	Var.% 2015 / 2014
35.330	34.702	39.557	12,0%	Ingresos Ordinarios (Ps M)	65.994	74.259	12,5%
5.950	4.469	5.578	-6,3%	Utilidad operativa (Ps M)	10.334	10.047	-2,8%
1.526	2.127	2.297	50,5%	Utilidad neta (*) (Ps M)	4.407	4.424	0,4%
10.944	10.209	12.395	13,3%	EBITDA (Ps M)	19.372	22.604	16,7%
3,89	5,42	5,86	50,6%	Utilidad neta por acción (*) (Ps /acción)	11,23	11,28	0,5%
11.038	12.351	14.758	33,7%	Inversiones (**) (Ps M)	27.125	27.109	-0,1%

EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de Bienes de Uso + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones Exploratorias Improductivas.

(*) Atribuible al accionista controlante. (**) Las Inversiones para el acumulado Ene-Jun 2014 incluyen las altas por las adquisiciones de los activos del grupo Apache (neta de la cesión a Pluspetrol) y la participación adicional del 38,45% en la UTE Puesto Hernández.

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

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015

- Los ingresos ordinarios en el segundo trimestre de 2015 ascendieron a Ps 39,6 MM, un 12,0% superiores al segundo trimestre de 2014.
- La utilidad operativa del presente trimestre alcanzó los Ps 5,6 MM, lo que representa una disminución del 6,3% respecto del mismo período del año anterior.
- En el segundo trimestre de 2015 el EBITDA fue Ps 12,4 MM, un 13,3% superior al mismo trimestre de 2014.
- La utilidad neta del segundo trimestre fue Ps 2,3 MM, un 50,5% superior a los Ps 1,5 MM reportados para el segundo trimestre de 2014.
- El flujo de caja operativo en el trimestre ascendió a los Ps 10 MM, un 12,5% menor al del mismo período del año 2014.
- En el segundo trimestre del año, la producción total de hidrocarburos aumentó 2,6% respecto del mismo trimestre del año 2014, alcanzando 569,3 Kbped. La producción de gas natural alcanzó los 44,6 Mm3d, siendo un 2,3% superior a la del mismo período de 2014, mientras que la producción de crudo aumentó un 3,7%, totalizando 249,8 Kbbld.

- En el negocio del Downstream, en el segundo trimestre de 2015, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 95%, un 4,4% superior al mismo trimestre del año pasado.
- Las inversiones en bienes de uso en el segundo trimestre del año fueron Ps 14,8 MM, reflejando un incremento del 33,7% respecto de los Ps 11 MM invertidos durante el segundo trimestre del año 2014.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015

Los ingresos ordinarios del segundo trimestre de 2015 ascendieron a Ps 39,6 MM, siendo un 12,0% superiores a los del mismo período del año anterior. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- (i) Las ventas de naftas y gas oil en el mercado interno las cuales aumentaron Ps 2,3 MM gracias a un incremento en el precio promedio y al incremento de aproximadamente 6,1% y 4% de los volúmenes despachados de gas oil y naftas respectivamente, en comparación al mismo periodo 2014.
- (ii) Las ventas de gas natural en el mercado doméstico se incrementaron en Ps 1,4 MM como consecuencia de un aumento de aproximadamente un 1,5% en el volumen comercializado impulsado por la mayor producción del período, como también por el aumento del 9,6% en el precio promedio medido en dólares por millón de BTU el cual ascendió a 4,58 USD en el segundo trimestre de 2015, frente a los 4,18 USD en el mismo trimestre de 2014.
- (iii) Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en Ps 0,6 MM debido a un aumento en el precio promedio y un aumento en los volúmenes comercializados de un 33,4%; mientras que en el mercado externo se registró una disminución del precio promedio obtenido medido en pesos de aproximadamente 18,8% y una reducción de los volúmenes comercializados de un 44%, arrojando una disminución neta de ventas de Ps 0,5 MM;
- (iv) En cuanto a las ventas de productos petroquímicos, se registran menores ingresos en el mercado local por Ps 0,1 MM, debido a los menores precios en pesos, fundamentalmente a partir de la baja del precio de los productos atados al Brent, compensando así el incremento del 8,7% en los volúmenes comercializados.
- (v) Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado una disminución del 10,1% (Ps -0,4 MM) debido fundamentalmente a la baja en los precios internacionales de los mismos, no obstante se destacan en el trimestre las exportaciones de harinas, granos y aceites las cuales se incrementaron un 21,6%, totalizando Ps 1,3 MM.
- (vi) Durante el presente trimestre se devengaron Ps 0,6 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo aprobado por la Resolución 12/2015.

Los costos de ventas del segundo trimestre de 2015 fueron Ps 30 MM, un 18% superiores a los del segundo trimestre del año 2014. Las compras de crudo a terceros en el mercado doméstico aumentaron en Ps 0,4 MM, debido a un incremento de los volúmenes adquiridos del 9,7% y a un aumento en el precio de compra en pesos del 5,3%. Por su parte, durante el trimestre se registraron menores



importaciones de gas oil y naftas y mayores de jet fuel arrojando una reducción neta de Ps 0,7 MM, como consecuencia de los menores precios internacionales, habiéndose importado menores volúmenes de naftas y mayores de gas oil y jet fuel.

Por su parte, los otros costos de ventas aumentaron fundamentalmente por: (i) el aumento en la depreciación de los bienes de uso de Ps 2 MM vinculado al mayor nivel de inversiones realizadas especialmente en las áreas de explotación de recursos no convencionales y a la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, (ii) el incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 1,7 MM, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 27,3% y a la mayor actividad del periodo, (iii) los mayores pagos de regalías de Ps 0,6 MM, originados en mayores volúmenes producidos y un mayor valor en boca de pozo en pesos, y, (iv) el incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 68 millones, teniendo en cuenta un aumento del indicador unitario, medido en pesos, de un 5,3% y considerando también los mayores volúmenes procesados.

Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería LaPlata en abril de 2013, en el segundo trimestre de 2014 se había devengado un monto indemnizatorio de Ps 0,4 MM, el cual fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras. Se destaca, que en el futuro ya no se devengarán resultados positivos por este concepto.

Los gastos de comercialización en el segundo trimestre de 2015 fueron Ps 2,9 MM, presentando un incremento de Ps 0,6 MM (+24,6%) comparados con el mismo período de 2014, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento de tarifas y a los mayores volúmenes transportados y comercializados y, en menor medida, a mayores cargos por publicidad y eventos promocionales.

Los gastos de administración del segundo trimestre de 2015 ascendieron a Ps 1,4 MM, presentando un aumento de Ps 0,2 MM (+15,1%) en relación al segundo trimestre de 2014. El aumento fue principalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios informáticos, compensados parcialmente por menores cargos de publicidad institucional.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,4 MM, presentando una disminución del 46,8% respecto a los registrados en el segundo trimestre de 2014. Esta variación tiene su origen principalmente en los menores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas del segundo trimestre de 2015 versus similar período del año 2014 por un monto diferencial de Ps 0,3 MM. Adicionalmente, cabe destacar que la inversión exploratoria total en el segundo trimestre 2015 fue superior en un 44% a la de la gestión 2014.

Nuestra compañía controlada Metrogas S.A. devengó Ps 0,4 MM correspondientes a la asistencia económica transitoria dispuesta por la Resolución N° 263/2015 de la Secretaría de Energía, habiendo reportado ganancias operativas de, Ps 196 millones y Ps 88 millones para el 2T 2015 y 2T 2014 respectivamente.



Los resultados financieros correspondientes al segundo trimestre del año 2015 fueron negativos en Ps 0,9 MM, en comparación con los Ps 1,1 MM negativos correspondientes al mismo período del año 2014. En este orden, se registró una mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la mayor depreciación del peso observada durante el segundo trimestre de 2015 respecto del mismo período de 2014. A su vez, se registraron mayores resultados financieros negativos producto de un mayor devengamiento de intereses correspondiente a la mayor deuda financiera.

El cargo por impuesto a las ganancias en el segundo trimestre del año 2015 alcanzó los Ps 2,4 MM, en comparación con el cargo de Ps 3,4 MM correspondientes al segundo trimestre del año 2014. Esta diferencia tiene su origen principalmente en la menor tasa efectiva del impuesto (-17,3% puntos porcentuales) producto principalmente de la evolución estimada del tipo de cambio en cada período.

La utilidad neta del período fue de Ps 2,3 MM, un 50,5% superior a la del mismo período del año 2014.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los Ps 14,7 MM siendo superiores en un 33,2% respecto a las inversiones en bienes de uso realizadas durante el segundo trimestre de 2014.



3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015

3.1 UPSTREAM

2T 2014	1T 2015	2T 2015	Var.% 2T15 / 2T14	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2014	Ene-Jun 2015	Var.% 2015 / 2014
3.305	2.260	2.534	-23,3%	Utilidad operativa (Ps M)	6.318	4.794	-24,1%
16.685	18.575	19.557	17,2%	Ventas netas (Ps M)	31.604	38.132	20,7%
240,9	247,2	249,8	3,7%	Producción crudo (Kbbld)	241,2	248,5	3,0%
39,8	60,5	38,7	-2,8%	Producción NGL (Kbbld)	47,6	49,6	4,2%
43,6	43,9	44,6	2,3%	Producción gas (Mm3d)	40,4	44,3	9,7%
555,0	583,8	569,3	2,6%	Producción total (Kbped)	542,8	576,5	6,2%
727	191	387	-46,8%	Gastos de exploración (Ps M)	924	578	-37,4%
8.844	10.701	12.409	40,3%	Inversiones (*) (Ps M)	23.812	23.110	-2,9%
3.745	4.788	5.633	50,4%	Amortizaciones (Ps M)	7.046	10.421	47,9%

Precios de Realización

75,5	68,8	69,1	-8,5%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	71,0	69,0	-2,9%
4,18	4,60	4,58	9,6%	Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	4,22	4,59	8,7%

(*) Las Inversiones para el acumulado Ene-Jun 2014 incluyen las altas por las adquisiciones de los activos del grupo Apache (neta de la cesión a Pluspetrol) y la participación adicional del 38,45% en la UTE Puesto Hernández.

La **utilidad operativa** del Upstream ascendió a Ps 2,5 MM, un 23,3% inferior a la del 2T 2014.

En el segundo trimestre de 2015, las ventas de crudo y gas natural crecieron un 17,2% en relación al mismo periodo de 2014. Este incremento se explica gracias a los mayores volúmenes de petróleo producidos y transferidos a nuestro segmento de Downstream (+1,4%) efecto que se vio parcialmente compensado por una leve disminución de aproximadamente 5,1% en los volúmenes vendidos a terceros, como también al incremento en el precio promedio de venta de ambos productos medidos en pesos. En términos de gas natural es importante destacar que, excepto por la porción proveniente del grupo YSUR, que es comercializada directamente a terceros por esta compañía, la producción antes mencionada, neta de los consumos internos, es asignada al segmento Downstream para su comercialización a terceros, obteniendo el segmento de Upstream el precio promedio obtenido por la Sociedad en dichas ventas, neto de la tarifa por comercialización la cual se registra en el segmento Downstream.

Por su parte, durante el presente trimestre se devengaron Ps 0,6 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo mencionado anteriormente.

El precio promedio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el segundo trimestre de 2015 disminuyó un 8,5% hasta los 69,1 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio fue de 4,58 USD/Mmbtu, un 9,6% superior al del segundo trimestre de 2014. En ambos productos, se consolida el precio de venta de crudo y gas natural de YSUR, 74,3 USD/bbl y 3,5 USD/Mmbtu, respectivamente.

En el segundo trimestre de 2015, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 569,3 Kbped, un 2,6% superior a la del mismo trimestre de 2014, la producción de crudo fue 249,8 Kbbld (+3,7%), la producción de gas natural fue 44,6 Mm3d (+2,3%) y la producción de NGL fue 38,7 Kbbld (-2,8%), habiéndose visto afectada esta última por la parada de planta de Compañía Mega en el mes de abril de 2015. Cabe destacar que dicha producción surge luego de considerar en el segundo trimestre de 2015 los efectos retroactivos al 1 de enero del acuerdo con Petrolera Pampa, el cual implicó entre otros la cesión de cierta producción del área Rincón del Mangrullo. Sin considerar dicho efecto retroactivo, el aumento de la producción total de hidrocarburos hubiese sido 3,1%

Durante el segundo trimestre de 2015, en las áreas no convencionales se han producido un total de 43,3 Kbped de hidrocarburos, compuestos por 21,6 Kbbld de crudo, 9,0 Kbbld de NGL y 2,0 Mm3d de gas natural, de los cuales YPF consolida aproximadamente el 50%. En cuanto a la actividad de desarrollo, se han puesto en producción 37 pozos de petróleo (35 en Loma Campana y 2 en Bandurrias) y 9 de gas (8 en El Orejano y 1 en La Ribera Sur) con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total a la fecha de 360 pozos.

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 2015, se perforaron y pusieron en producción 12 pozos y la producción promedio de gas natural fue de 4,4 Mm3d, y, (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 1,1 Mm3d neta para YPF.

Los costos de producción en el segundo trimestre de 2015, aumentaron un 31,5% (+Ps 4 MM), principalmente por: (i) las mayores amortizaciones de Ps 1,9 MM como consecuencia del incremento en inversiones y el incremento del valor de los activos en pesos, (ii) el incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 1,7 MM debido a la mayor actividad del periodo previamente mencionada y al aumento del costo unitario, y, (iii) las mayores regalías de Ps 0,6 MM, fundamentalmente por el incremento en los volúmenes producidos y un mayor precio denominado en pesos en boca de pozo.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,4 MM, presentando una disminución del 46,8% respecto a los registrados en el segundo trimestre de 2014. Esta variación tiene su origen principalmente en los menores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas del segundo trimestre de 2015 versus similar período del año 2014 por un monto diferencial de Ps 0,3 MM. Adicionalmente, cabe destacar que la inversión exploratoria total en el segundo trimestre 2015 fue superior en un 44% a la de la gestión 2014.



Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al segundo trimestre de 2014, los costos erogables unitarios en dólares se incrementaron un 13,3%, de 21,7 USD/bpe en el 2T 2014 a 24,6 USD/bpe en el 2T 2015 (incluyendo tributos por 6,8 USD/bpe y 7 USD/bpe respectivamente). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 15,2 USD/bpe, un 14,3% superior a los 13,3 USD/Bpe del 2T 2014.

Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron Ps 12,4 MM en el segundo trimestre de 2015, siendo estas superiores a los Ps 8,8 MM del mismo período de 2014 en un 40,3%.

En la cuenca Neuquina la actividad del segundo trimestre de 2015 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Aguada Toledo - Sierra Barrosa, Rincón del Mangrullo, El Orejano, Cañadón Amarillo y Chachahuen. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques La Ventana y Vizcacheras, mientras que en el Golfo San Jorge, la mayor actividad estuvo centrada en Cañadón de la Escondida, Los Perales y Cañadón León-Meseta Espinosa, 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 2015 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Cuyana. En la Cuenca Cuyana, la actividad se focalizó en la evaluación del bloque La Ventana y la perforación de dos pozos en Los Tordillos Oeste. En la Cuenca Neuquina se registró actividad exploratoria a objetivos convencionales y no convencionales. La actividad exploratoria convencional se enfocó en los bloques Altiplanicie del Payún, Payún Oeste, Octogono y El Manzano Este. La actividad exploratoria no convencional estuvo asociada a los bloques Bajo del Toro, Bandurria, Cerro Arena, Pampa las Yeguas I, Narambuena y La Ribera. En la Cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en la evaluación de objetivos profundos en el flanco oeste en los bloques Los Perales, Cañadon Yatel y Cañadón de la Escondida.

Durante el segundo trimestre del año se han finalizado 7 pozos exploratorios.



3.2 DOWNSTREAM

2T 2014	1T 2015	2T 2015	Var.% 2T 15 / 2T 14	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2014	Ene-Jun 2015	Var.% 2015 / 2014
2.921	1.494	3.865	32,3%	Utilidad operativa (Ps M)	5.374	5.359	-0,3%
33.079	31.877	35.275	6,6%	Ventas netas (Ps M)	62.650	67.153	7,2%
4.113	4.326	4.399	7,0%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	8.117	8.504	4,8%
375	449	316	-15,7%	Exportación productos refinados (Km3)	829	764	-7,8%
216	179	225	4,2%	Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	401	404	0,7%
55	69	86	56,4%	Exportacion de productos químicos (Ktn)	112	155	38,4%
292	300	305	4,4%	Crudo procesado (Kbped)	284	302	6,3%
91%	94%	95%	4,4%	Utilización de las refinarias (%)	89%	95%	6,3%
1.833	1.436	2.008	9,5%	Inversiones (Ps M)	2.832	3.444	21,6%
589	693	778	32,1%	Amortizaciones (Ps M)	1.136	1.471	29,5%
774	748	756	-2,3%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	739	752	1,7%
811	754	760	-6,3%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	777	757	-2,6%

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

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

La **utilidad operativa** del Downstream en el segundo trimestre de este año 2015 ascendió a Ps 3,9 MM, un 32,3% superior a los Ps 2,9 MM alcanzados en el segundo trimestre de 2014.

Las ventas netas crecieron un 6,6% en relación al segundo trimestre del año 2014, destacándose:

(i) Los mayores ingresos por ventas de gas oil y naftas de Ps 2,3 MM primordialmente por los mayores precios promedio en pesos alcanzados, lo cual representó un mayor ingreso de Ps 1,4 MM y Ps 0,9 MM respectivamente, como también por las mejoras en el mix de productos comercializados, aumentando las ventas de productos Premium un 36,2% y 31,9% respectivamente para gas oil y naftas. Asimismo los volúmenes comercializados de gas oil reportaron un aumento de 6,1% (+Ps 0,9 MM) mientras que los volúmenes de naftas se incrementaron en un 4% (+Ps 0,4 MM) en comparación al segundo trimestre de 2014.

(ii) Por su parte, en el mismo periodo, las exportaciones de harinas, granos y aceites totalizaron Ps 1,3 MM (+Ps 0,2 MM) mientras que las ventas en el mercado externo de jet fuel y LPG disminuyeron en Ps 0,2 MM debido a la caída de los precios internacionales de los mismos. La disminución total por exportaciones alcanzo los Ps 0,4 MM.



(ii) A su vez, las ventas en el mercado local e internacional de fuel oil alcanzaron los Ps 2,3 MM (+Ps 0,1 MM), debido a un incremento del 2,5% en los volúmenes comercializados y a mejores precios de venta.

En el segundo trimestre de 2015 los costos se incrementaron un 4,2% (+Ps 1,3 MM) en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan:

(i) Las mayores compras de crudo por Ps 0,9 MM motivadas principalmente por el incremento en el precio del crudo expresado en pesos, como así también por los mayores volúmenes de crudo transferidos desde el Upstream, y por mayores compras de crudo a terceros, (ii) el aumento en las amortizaciones de Ps 0,2 MM, (iii) las menores importaciones de gas oil y naftas y mayores de jet fuel arrojando una reducción por este concepto de Ps 0,7 MM, como consecuencia de menores volúmenes netos adquiridos y de menores precios internacionales, y, (iv) en relación a los costos de producción, se observa durante el segundo trimestre de 2015 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 68 millones, los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de costos de la economía y los incrementos salariales. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo el mayor nivel de procesamiento en refinerías según se menciona anteriormente, el costo de refinación aumentó en el segundo trimestre de 2015 en aproximadamente un 6,6% en comparación con el mismo trimestre del año 2014.

Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013, en el segundo trimestre de 2014 se devengó un monto indemnizatorio de Ps 0,4 MM, el cual fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 305 Kbbld, un 4,4% superior al del segundo trimestre del 2014, debido principalmente a tener una mayor disponibilidad de crudo liviano en el presente período, obteniendo una mayor producción de gas oil en un 3%, de naftas en un 8% y de fuel oil en un 14%.

La variación de la utilidad operativa explicada en párrafos anteriores, incluye la participación indirecta en la compañía Metrogas, la cual reportó ganancias operativas de, Ps 196 millones y Ps 88 millones para el 2T 2015 y 2T 2014 respectivamente, destacándose en el trimestre el devengamiento de un ingreso por Ps 0,4 MM correspondientes a la asistencia económica transitoria dispuesta por la Resolución N° 263/2015 de la Secretaría de Energía.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del segundo trimestre del 2015 alcanzaron los Ps 2 MM, superando en un 9,5% a las del mismo período del 2014.

Continúa la ejecución de proyectos plurianuales y el desarrollo de ingenierías de nuevas unidades, que tienen por objeto incrementar la capacidad de producción de naftas y gasoil, así como la mejora de la calidad de dichos productos. Se destacan la unidad de Coque y el avance en las ingenierías para una nueva unidad de Alquilación en el complejo La Plata y nuevas unidades de Hidrogenación de Naftas de Coque en La Plata y Mendoza, así como las obras tendientes a mejorar nuestras instalaciones logísticas y proyectos orientados a la mejora en el desempeño 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.

El resultado operativo de la corporación en el segundo trimestre del año ascendió a Ps -0,5 MM, siendo este inferior a los Ps -0,4 MM del mismo período 2014 en un 40,5%. Los mayores costos en la corporación se vieron impulsados por incrementos en los gastos de personal, por mayores costos en contrataciones de servicios informáticos y en menor medida por los menores resultados obtenidos por nuestra sociedad controlada A-Evangelista, todo ello compensado parcialmente por menores cargos por publicidad institucional y propaganda.

Por su parte, los ajustes de consolidación, que corresponden a la eliminación de los resultados entre los distintos segmentos de negocios que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe negativo de Ps 0,3 MM en el segundo trimestre de 2015 y una magnitud positiva de Ps 0,1 MM en el segundo trimestre de 2014.

3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas en el segundo trimestre del año mostró un resultado positivo de Ps 54 millones, habiendo sido el resultado obtenido en el segundo trimestre del año anterior positivo en Ps 26 millones. Dicha variación surge principalmente por los mejores resultados obtenidos por Mega y menores pérdidas financieras en Central Dock Sud e Inversora Dock Sud debido a la capitalización de su deuda a final de 2014, compensando así los menores resultados positivos registrados por Profertil y Refinor.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el segundo trimestre del año 2015, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 10 MM, un 12,5% menor a la del mismo período del año anterior. Esta disminución de Ps 1,4 MM se produjo pese al incremento del EBITDA de Ps 1,5 MM, el cual fue más que compensado por un mayor pago de impuesto a las ganancias por Ps 1,2 MM correspondientes fundamentalmente al saldo de la declaración jurada de 2014 y un mayor incremento en el capital de trabajo producto del devengamiento de ingresos pendientes de cobro, incluyendo el nuevo incentivo a la producción de crudo.

La generación de caja operativa antes mencionada fue destinada al flujo de efectivo de las actividades de inversión, el cual alcanzó un total de Ps 15,4 MM durante el segundo trimestre del año 2015. En el mismo período de 2014 se había registrado, como menores inversiones, la cobranza de Ps 1,2 MM en concepto de seguro por daño material, relacionado con el siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013. Teniendo en cuenta este efecto, y que en el segundo trimestre de 2015 se adquirieron nuevas participaciones en YPF Gas S.A. y Oleoducto Trasandino Chile por Ps 0,2 MM, el flujo de efectivo destinado a las actividades de inversión en bienes de uso y activos



intangibles en el segundo trimestre 2015, presenta un incremento 47,4% con respecto al mismo período de 2014.

Por su parte, en relación al cierre del trimestre anterior, el efectivo y equivalentes de la compañía aumentó en Ps 3,2 MM hasta los Ps 14,2 MM al final del segundo trimestre del 2015, debido a la generación de caja del trimestre y a la toma y renovación de vencimientos de deuda, destacándose en el trimestre las emisiones de las ON Clase XXXVIII y Clase XXXIX por Ps 935 millones y USD 1.500 millones respectivamente. De este modo, la deuda financiera neta reportó un aumento de Ps 9,1 MM (+19,9%), alcanzando los Ps 54,8 MM para al final del segundo trimestre 2015. La deuda total expresada en dólares alcanzo los USD 7,6 MM, y la deuda neta los USD 6,1 MM, con un ratio deuda neta/EBITDA⁽¹⁾ de 1,2x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del segundo trimestre de 2015 fue de 23,56%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,54%.

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 XXXVIII	Ps 935 M	BADLAR + 4,75%	60 meses
Clase XXXIX	USD 1.500 M	8,50%	123 meses
Clase XL (3T 2015)	Ps 500 M	BADLAR + 3,49%	24 meses

(1) Deuda Neta: 6.053 MUSD / EBITDA LTM: 5.186 MUSD = 1.2x

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 2° TRIMESTRE 2015

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

2T 2014	1T 2015	2T 2015	Var.% 2T15 / 2T14		Ene-Jun 2014	Ene-Jun 2015	Var.% 2015 / 2014
35.330	34.702	39.557	12,0%	Ingresos Ordinarios	65.994	74.259	12,5%
(25.427)	(26.076)	(30.010)	18,0%	Costos de Ventas	(48.443)	(56.086)	15,8%
9.903	8.626	9.547	-3,6%	Utilidad bruta	17.551	18.173	3,5%
(2.317)	(2.592)	(2.886)	24,6%	Gastos de comercialización	(4.521)	(5.478)	21,2%
(1.180)	(1.198)	(1.358)	15,1%	Gastos de administración	(1.997)	(2.556)	28,0%
(727)	(191)	(387)	-46,8%	Gastos de exploración	(924)	(578)	-37,4%
271	(176)	662	144,3%	Otros resultados operativos, netos	225	486	116,0%
5.950	4.469	5.578	-6,3%	Utilidad operativa	10.334	10.047	-2,8%
26	(38)	54	-107,7%	Resultado de las inversiones en sociedades	23	16	-30,4%
102	36	71	-30,4%	Resultados financieros:			
318	308	416	30,8%	Generados por activos	(1.022)	107	-110,5%
(216)	(272)	(345)	59,7%	Intereses	598	724	21,1%
(1.184)	(421)	(994)	-16,0%	Diferencias de cambio	(1.620)	(617)	-61,9%
(1.943)	(2.002)	(2.646)	36,2%	Generados por pasivos	4.523	(1.415)	-131,3%
759	1.581	1.652	117,7%	Intereses	(3.511)	(4.648)	32,4%
4.894	4.046	4.709	-3,8%	Diferencias de cambio	8.034	3.233	-59,8%
(3.351)	(1.937)	(2.411)	-28,1%	Utilidad neta antes de imp. a las ganancias	13.858	8.755	-36,8%
17	(18)	1		Impuesto a las ganancias	(9.528)	(4.348)	-54,4%
1.526	2.127	2.297	50,5%	Utilidad neta atribuible al interes no controlante	(77)	(17)	
3,89	5,42	5,86	50,8%	Utilidad neta del período (*)	4.407	4.424	0,4%
1.405	2.431	2.592	84,5%	Utilidad neta por acción básico y diluida (*)	11,23	11,28	0,5%
2.948	4.540	4.890	65,9%	Otros Resultados integrales	12.644	5.023	-60,3%
10.944	10.209	12.395	13,3%	Resultado integral total del período	16.974	9.430	-44,4%
				EBITDA (**)	19.372	22.604	16,7%

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

(*) Atribuible al accionista controlante

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

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

	<u>31/12/2014</u>	<u>30/06/2015</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	4.393	4.795
Bienes de uso	156.930	180.138
Inversiones en sociedades	3.177	3.300
Activos por impuesto diferido	244	238
Otros créditos y anticipos	1.691	1.847
Créditos por ventas	19	4
Total del activo no corriente	<u>166.454</u>	<u>190.322</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	13.001	12.972
Otros créditos y anticipos	7.170	9.398
Créditos por ventas	12.171	14.284
Efectivo y equivalentes de efectivo	9.758	14.238
Total del activo corriente	<u>42.100</u>	<u>50.892</u>
Total del activo	<u>208.554</u>	<u>241.214</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.400	10.408
Reservas y resultados no asignados	62.230	71.174
Interés no controlante	151	184
Total Patrimonio Neto	<u>72.781</u>	<u>81.766</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	26.564	28.563
Pasivos por impuesto diferido	18.948	21.652
Otras cargas fiscales	299	224
Préstamos	36.030	54.797
Cuentas por pagar	566	457
Total del pasivo no corriente	<u>82.407</u>	<u>105.693</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	2.399	2.384
Impuesto a las ganancias a pagar	3.972	1.935
Otras cargas fiscales	1.411	3.135
Remuneraciones y cargas sociales	1.903	1.630
Prestamos	13.275	14.144
Cuentas por pagar	30.406	30.024
Dividendos a pagar	-	503
Total del pasivo corriente	<u>53.366</u>	<u>53.755</u>
Total del pasivo	<u>135.773</u>	<u>159.448</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>208.554</u>	<u>241.214</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 2014	1T 2015	2T 2015		Ene-Jun 2014	Ene-Jun 2015
			Flujos de Efectivo de las operaciones		
1.543	2.109	2.298	Utilidad neta consolidado del período	4.330	4.407
(26)	38	(54)	Resultados de las inversiones en sociedades	(23)	(16)
4.414	5.564	6.502	Depreciación de bienes de uso	8.317	12.066
100	69	91	Amortización de activos intangibles	173	160
815	592	847	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	1.803	1.439
939	903	662	Aumento neto de provisiones	1.543	1.565
320	485	1.118	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(1.550)	1.603
14	27	26	Plan de beneficios en acciones	28	53
(386)	(511)	(12)	Seguros devengados	(1.127)	(523)
			Cambios en activos y pasivos:		
(1.447)	388	(2.023)	Créditos por ventas	(3.443)	(1.635)
2.314	(548)	(2.698)	Otros créditos y anticipos	(738)	(3.246)
(223)	266	499	Bienes de cambio	157	765
1.484	1.015	1.278	Cuentas por pagar	340	2.293
(674)	1.111	538	Otras cargas fiscales	924	1.649
208	(479)	206	Remuneraciones y cargas sociales	12	(273)
(410)	(393)	(507)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.154)	(900)
215	150	29	Dividendos cobrados	215	179
591	-	1.673	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	591	1.673
1.639	1.145	(471)	Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	7.747	674
3.351	1.937	2.411	Cargo por impuesto a las ganancias	9.528	4.348
(1.712)	(792)	(2.882)	Pagos de impuesto a las ganancias	(1.781)	(3.674)
11.430	11.931	10.002	Flujos de Efectivo de las Operaciones	18.145	21.933
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
			Pagos por inversiones:		
(10.336)	(15.628)	(15.239)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(22.152)	(30.867)
-	(2)	(161)	Aportes y adquisiciones de participaciones en sociedades	(85)	(163)
180	-	-	Anticipos recibidos por venta de bienes de uso	1.711	-
(186)	-	-	Adquisición de participación en UTEs	(512)	-
-	-	-	Adquisición de subsidiarias neta de fondos adquiridos	(6.103)	-
1.210	-	-	Cobro de seguros por daño material	1.818	-
(9.132)	(15.630)	(15.400)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(25.323)	(31.030)
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
(3.839)	(4.632)	(7.340)	Pago de préstamos	(5.982)	(11.972)
(1.307)	(1.379)	(1.766)	Pago de intereses	(2.246)	(3.145)
10.949	10.784	17.443	Préstamos obtenidos	15.201	28.227
(53)	-	(45)	Recompra de acciones propias en cartera	(53)	(45)
5.750	4.773	8.292	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	6.920	13.065
291	207	305	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	993	512
8.339	1.281	3.199	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	735	4.480
3.109	9.758	11.039	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.713	9.758
11.448	11.039	14.238	Efectivo y equivalentes al cierre del período	11.448	14.238
8.339	1.281	3.199	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	735	4.480
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
6.202	9.893	9.382	Caja y Bancos	6.202	9.382
5.246	1.146	4.856	Otros Activos Financieros	5.246	4.856
11.448	11.039	14.238	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	11.448	14.238

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 2015	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	4.365	34.930	262	-	39.557
Ingresos intersegmentos	15.192	345	1.423	-16.960	-
Ingresos ordinarios	19.557	35.275	1.685	-16.960	39.557
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

2T 2014	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	2.365	32.713	252	-	35.330
Ingresos intersegmentos	14.320	366	1.339	-16.025	-
Ingresos ordinarios	16.685	33.079	1.591	-16.025	35.330
Utilidad operativa	3.305	2.921	-365	89	5.950
Resultado de inversiones en sociedades	-1	27	-	-	26
Depreciación de bienes de uso	3.745	589	80	-	4.414
Inversión de bienes de uso	8.672	1.833	361	-	10.866
Activos	106.989	64.959	17.446	-2.796	186.598

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

<i>Millones de USD</i>	2014 2T	2015 1T	2015 2T	Var 2T 15 / 2T 14	2014 Ene - Jun	2015 Ene - Jun	Var 2015 / 2014
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	4.413	4.016	4.443	0,7%	8.430	8.466	0,4%
Costos de Ventas	-3.176	-3.018	-3.371	6,1%	-6.188	-6.394	3,3%
Utilidad bruta	1.237	998	1.072	-13,3%	2.242	2.072	-7,6%
Gastos de comercialización	-289	-300	-324	12,0%	-578	-625	8,1%
Gastos de administración	-147	-139	-153	3,5%	-255	-291	14,2%
Gastos de exploración	-91	-22	-43	-52,1%	-118	-66	-44,2%
Otros gastos	34	-20	74	119,7%	29	55	92,8%
Utilidad operativa	743	517	627	-15,7%	1.320	1.145	-13,2%
Depreciación de bienes de uso	551	644	730	32,5%	1.062	1.376	29,5%
Amortización de activos intangibles	12	8	10	-18,2%	22	18	-17,5%
Perforaciones exploratorias improductivas	60	12	25	-58,0%	70	38	-46,1%
EBITDA	1.367	1.182	1.392	1,8%	2.475	2.577	4,1%
UPSTREAM							
Ventas netas	2.084	2.150	2.197	5,4%	4.037	4.347	7,7%
Utilidad operativa	413	262	285	-31,1%	807	547	-32,3%
Amortizaciones	468	554	633	35,3%	900	1.188	32,0%
Inversiones	1.083	1.239	1.387	28,1%	2.207	2.628	19,1%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	4.132	3.689	3.962	-4,1%	8.003	7.656	-4,3%
Utilidad operativa	365	173	434	19,0%	686	611	-11,0%
Amortizaciones	74	80	87	18,8%	145	168	15,6%
Inversiones	229	166	226	-1,5%	362	393	8,5%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-46	-63	-58	26,4%	-92	-121	31,7%
Inversiones	45	25	38	-15,1%	61	63	3,0%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	11	146	-35	-411,2%	-82	109	-233,4%
Tipo de cambio promedio del periodo	8,01	8,64	8,90		7,83	8,77	

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.

5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2014					2015		
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2014	1T	2T	Acum. 2T 2015
Producción									
Producción de crudo	Kbbl	21.753	21.923	22.634	22.986	89.296	22.250	22.736	44.986
Producción de NGL	Kbbl	4.831	3.626	3.970	5.348	17.776	5.448	3.522	8.970
Producción de gas	Mm3	3.355	3.970	4.138	4.021	15.483	3.950	4.063	8.012
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	47.684	50.517	52.628	53.621	204.450	52.538	51.808	104.346
Henry Hub	US\$/mbtu	4,94	4,67	4,06	4,00	4,42	2,98	2,64	2,81
Brent	US\$/bbl	108,17	109,70	101,82	76,40	99,02	53,92	61,69	55,32
Ventas									
Ventas de productos refinados									
Mercado interno									
Motonaftas	Km3	1.229	1.126	1.158	1.210	4.723	1.246	1.171	2.417
Gasoil	Km3	1.920	2.043	2.160	2.044	8.166	1.906	2.167	4.073
JP1 y Kerosene	Km3	124	108	116	123	471	125	108	233
Fuel Oil	Km3	294	297	257	320	1.168	348	396	744
LPG	Km3	151	236	275	186	848	176	212	388
Otros (*)	Km3	286	304	361	589	1.540	304	345	648
Total mercado interno	Km3	4.004	4.113	4.327	4.472	16.916	4.104	4.399	8.504
Exportación									
Nafta Virgen	Km3	0	0	0	0	0	18	12	30
JP1 y Kerosene	Km3	129	116	126	128	500	122	127	249
LPG	Km3	124	35	24	115	299	149	52	200
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	194	205	128	178	704	153	115	269
Otros (**)	Km3	8	18	5	7	38	7	10	17
Total Exportación	Km3	455	375	284	428	1.541	449	316	764
Total ventas productos refinados	Km3	4.459	4.488	4.610	4.900	18.457	4.553	4.715	9.268
Ventas de productos químicos									
Mercado interno									
Fertilizantes	Ktn	32	39	76	80	227	21	34	55
Metanol	Ktn	47	73	103	85	308	49	61	110
Otros	Ktn	138	143	129	131	541	130	164	294
Total mercado interno	Ktn	217	255	308	296	1.076	200	259	459
Exportación									
Metanol	Ktn	33	22	21	1	77	41	36	77
Otros	Ktn	24	33	67	53	177	28	50	78
Total exportación	Ktn	57	55	88	54	254	69	86	155
Total ventas productos químicos	Ktn	274	310	396	350	1.330	269	345	614
Ventas de otros productos									
Granos, harinas y aceites									
Mercado interno	Ktn	20	22	21	3	66	30	31	61
Exportación	Ktn	85	251	292	212	840	155	418	573
Total granos, harinas y aceites	Ktn	105	273	313	215	906	185	449	634
Principales volúmenes importados									
Naftas y Jet Fuel	Km3	179	94	0	42	316	20	22	42
Gasoil	Km3	473	275	191	304	1.243	196	343	539

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



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

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

En el futuro, la situación financiera, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volúmenes de producción y comercialización, reservas, gastos de capital e inversiones de YPF y expansión y otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos, así como futuras condiciones económicas y otras como el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio podrían variar sustancialmente en comparación a aquellas contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones. Factores importantes que pudieran causar esas diferencias incluyen pero no se limitan a fluctuaciones en el precio del petróleo y sus derivados, niveles de oferta y demanda, tasa de cambio de divisas, resultados de exploración, perforación y producción, cambios en estimaciones de reservas, éxito en asociaciones con terceros, pérdida de participación en el mercado, competencia, riesgos medioambientales, físicos y de negocios en mercados emergentes, modificaciones legislativos, fiscales, legales y regulatorios, condiciones financieras y económicas en varios países y regiones, riesgos políticos, guerras, actos de terrorismo, desastres naturales, retrasos de proyectos o aprobaciones, así como otros factores descritos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descritos en el Ítem 3 titulada “Key information– Risk Factors” y el Ítem 5 titulada “Operating and Financial Review and Prospects” del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2014, 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