



YPF S.A.

Resultados Consolidados

AÑO 2012 y 4T 2012

INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO 2012 y DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2012	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS	5
2.1 UPSTREAM	5
2.2 REFINO y MARKETING	8
2.3 QUIMICA	10
2.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS	10
2.5 CORPORACION	11
3. TABLAS	12
3.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	13
3.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	14
3.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	15
3.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)	16
3.5 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS	17

La utilidad operativa del cuarto trimestre de 2012 alcanzó 1.846 MARS un 81,5% superior a la del mismo periodo del año anterior

4T 2011	3T 2012	4T 2012	Var.% 4T12/4T11	Resultado Cuarto Trimestre 2012	Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	Var.% 2012/2011
En millones de ARS							
14.912	17.378	18.862	26,5%	Ingresos ordinarios	56.211	67.174	19,5%
1.017	1.688	1.846	81,5%	Utilidad operativa	7.188	7.903	9,9%
535	756	1.019	90,5%	Utilidad neta	4.445	3.902	-12,2%
1.156	1.980	2.364	104,5%	Resultado integral	6.297	8.143	29,3%
3.055	4.449	5.039	64,9%	EBITDA	14.889	18.053	21,3%
1,36	1,92	2,59	90,5%	Utilidad neta por acción	11,30	9,92	-12,2%
4.976	4.129	6.812	36,9%	Inversiones	13.122	16.485	25,6%

Nota: Cifras no auditadas. Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

EBITDA = Utilidad Neta + intereses netos + impuesto a las ganancias+ impuesto diferido + amortizaciones

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO 2012 Y DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2012

- Los ingresos ordinarios del año 2012 fueron 67.174 MARS, un 19,5% más que en 2011, destacándose las mayores ventas de naftas, gas oil y fuel oil en el mercado local. Por su parte, los ingresos ordinarios en el cuarto trimestre de 2012 ascendieron a 18.862 MARS, un 26,5% superior al 4T 2011.
- En el año 2012, la utilidad operativa fue de 7.903 MARS, lo cual representa un incremento del 9,9% respecto al año 2011, principalmente como consecuencia del mayor resultado operativo observado en el segmento Upstream y las mayores ventas del Downstream. La utilidad operativa del cuarto trimestre del año 2012 fue un 81,5% superior a la de igual período del año 2011.
- El EBITDA del año 2012 alcanzó los 18.053 MARS, un 21,3% superior al alcanzado en el año 2011. Por su parte, en el cuarto trimestre del 2012 el EBITDA totalizó 5.039 MARS, lo cual representó un incremento del 64,9% respecto de igual período del año anterior.
- Para los 12 meses del año 2012, la utilidad neta fue 3.902 MARS (incluyendo 1.943 MARS de efecto generado por el impuesto diferido), un 12,2% menor a la del año 2011. Destacándose la pérdida de las empresas participadas y controladas (principalmente MEGA, Refinor y AESA), que derivó en una variación negativa de 1.182 MARS entre el 2012 y el 2011. La utilidad neta del cuarto trimestre de 2012 fue de 1.019 MARS, siendo la misma un 90,5% superior a la del mismo período del año 2011 (la cual incluye un efecto del pasivo por impuesto diferido de 978 MARS).

- El flujo de caja operativo ascendió a los 17.301 MARS en el año 2012, un 36,4% por encima del alcanzado en el año 2011, permitiendo de este modo financiar todas nuestras operaciones y pre-financiar el inicio de las mismas en el año 2013.
- En el año 2012 las inversiones totales en bienes de uso alcanzaron los 16.485 MARS, un 25,6% mayor a las del año 2011; alcanzando, de esta manera, niveles record de inversión, principalmente por la actividad realizada en el negocio del Upstream y los proyectos de mejora y expansión en el negocio del Downstream. Dichas inversiones en el último trimestre de 2012 fueron de 6.812 MARS superando en un 36,9% las realizadas en el cuarto trimestre del año 2011.
- La producción del año 2012 se encuentra en línea con la prevista en el plan estratégico presentado en el mes de agosto de 2012; en este sentido la producción de crudo alcanzó los 227,4 Kbbld, un 2,2% superior a la del año anterior y en el caso del gas disminuyó un 2,3%, reduciendo significativamente el declino de años anteriores. En el cuarto trimestre del año, la producción de crudo disminuyó un 4,9% respecto del cuarto trimestre de 2011, totalizando los 225,2 Kbbld, mientras que la producción de gas natural, alcanzó los 32,2 Mm3d, siendo un 2,7% inferior a la del mismo período de 2011. Con la puesta en marcha del nuevo plan estratégico, durante el año 2012 aumentó la cantidad de equipos de perforación activos en un 80%, alcanzando 46 funcionando en completa capacidad.
- Durante el año 2012 se perforaron más de 60 pozos con objetivos de formaciones no convencionales. Se terminaron 25 pozos exploratorios y más de 30 de desarrollo, todos estos probaron productividad, tanto en Vaca Muerta como en Pozo D-129.
- La incorporación de reservas hidrocarburos en el año 2012 alcanzó los 153 MBOE, de los cuales 107 MBbl corresponden a líquidos y 46 MBOE a gas natural. Se destaca el índice de reemplazo de reservas obtenido en líquidos del 106%.
- En el negocio del downstream, el promedio de utilización de las refinerías en el año 2012 fue de un 90%, comparado con un 89% en 2011. Cabe mencionar que durante el segundo semestre de 2012, el crudo procesado alcanzó un 94%, 4,9% más que en el mismo período de 2011. En el cuarto trimestre de 2012 los niveles de procesamiento alcanzaron 92%, un 10,2% más que en el cuarto trimestre de 2011, incrementando la producción de productos refinados.
- Durante el segundo semestre de 2012 se emitieron obligaciones negociables en el mercado local de capitales por un monto total equivalente en pesos de aproximadamente 9.368 millones con el objetivo de financiar las inversiones propuestas en el plan estratégico y extender los plazos de endeudamiento de la compañía (de 1,9 años en 2011 a 3,4 años de plazo promedio al 31 de diciembre de 2012).
- Por su parte, cabe resaltar que en el año 2012 el componente de deuda denominado en pesos fue de un 47,6%, estando el remanente principalmente denominado en dólares.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

2.1 UPSTREAM

4T 2011	3T 2012	4T 2012	Var.% 4T12/4T11	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	Var.% 2012/2011
740	1.157	1.194	61,4%	Utilidad operativa* (MARS)	4.322	5.943	37,5%
6.856	8.587	8.679	26,6%	Ventas netas (MARS)	25.050	33.194	32,5%
236,7	229,3	225,2	-4,9%	Producción crudo (Kbbld)	222,6	227,4	2,2%
60,0	40,5	53,2	-11,3%	Producción NGL (Kbbld)	50,4	47,6	-5,6%
33,1	34,7	32,2	-2,7%	Producción gas (Mm3d)	34,2	33,4	-2,3%
504,9	488,0	480,9	-4,8%	Producción total (Kbped)	488,1	485,0	-0,6%
190	176	118	-37,9%	Gastos de exploración (MARS)	574	582	1,4%
2.848	2.921	5.091	78,7%	Inversiones (MARS)	9.073	12.118	33,6%
1.445	1.909	1.800	24,6%	Amortizaciones (MARS)	5.478	6.901	26,0%

Precios Internacionales

109,4	109,6	110,1	0,6%	Brent** (USD/bbl)	111,3	111,7	0,4%
3,5	2,8	3,5	0,7%	Gas Henry Hub** (USD/Mmbtu)	4,0	2,8	-30,5%

Precios de Realización

66,0	70,4	69,3	5,0%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	59,5	70,0	17,6%
2,65	1,67	2,82	6,4%	Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	2,23	2,22	-0,4%

* Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Incluye compañías participadas

**_Fuente: Reuters

La utilidad operativa del Upstream ascendió a 1.194 MARS, un 61,4% superior a la del 4T 2011. El mencionado incremento se debió fundamentalmente a un aumento en las ventas netas (+26,6%) que superó el aumento registrado en el total de costos y gastos operativos. El mayor ingreso mencionado se generó a partir de la continua adecuación de los precios de crudo en el mercado local y en parte también, a la reversión de los créditos vinculados al Programa Petróleo Plus en el 4T 2011 (el cual fuera suspendido a comienzos del año 2012) y al reconocimiento neto de créditos por 257 MARS vinculados a desbalances de gas a favor de la compañía, consecuencia de la renegociación de ciertas concesiones. El aumento en los costos operativos fue principalmente generado por el incremento del valor de las contrataciones de obra, servicios de reparación y mantenimiento, el incremento de cargos por remediaciones medioambientales, el aumento del pago de regalías de crudo a las provincias (por el mayor precio del petróleo en boca de pozo) y, finalmente, a las mayores depreciaciones, cuyo incremento se encuentra en consonancia al mayor nivel de inversiones.

Como consecuencia de las negociaciones entre productores y refinadores en el mercado local, el precio del crudo aumentó un 5% alcanzando un precio promedio de 69,3 USD/bbl para el 4T2012. En cuanto al gas natural, el precio promedio de venta para el mismo período fue de 2,82 USD/Mmbtu, siendo el mismo un 6,4% superior al del cuarto trimestre de 2011. El mismo aumento se debió fundamentalmente al nuevo contrato firmado en diciembre del año 2012 para recibir 7,5 USD/MBTU por el gas adicional, computando ingresos adicionales en el mes de diciembre de 64 MARS.

La producción de crudo disminuyó en el 4T2012 un 4,9% respecto del cuarto trimestre de 2011, totalizando 225,2 Kbbld. La producción de NGL durante el trimestre fue de 53,2 Kbbld, un 11,3% inferior a la del 4T 2011, debido a la menor cantidad de gas tratado en nuestras plantas separadoras. En cuanto a la producción de gas natural, en el cuarto trimestre de 2012 alcanzó los 32,2 Mm3d, siendo un 2,7% inferior a la del mismo período de 2011. Por su parte, la producción total de hidrocarburos en el cuarto trimestre de este año fue de 480,9 Kbped frente a los 504,9 Kbped del mismo período del año anterior.

A su vez, la producción total de hidrocarburos acumulada del año 2012 alcanzó 485,0 Kbped, sólo un 0,6% inferior a la del año anterior, destacándose un aumento de la producción de crudo de 2,2%, compensado por un declino de la producción de gas del 2,3%. Es preciso resaltar que la producción total del año 2012 se encuentra en línea con la esperada en el plan estratégico presentado por la compañía en agosto de 2012.

Los gastos de exploración del trimestre disminuyeron en un 37,9% alcanzando los 118 MARS debido fundamentalmente al abandono definitivo en 2011 del pozo improductivo Coronado, correspondiente a nuestra participación en el bloque offshore de Neptuno, en el Golfo de México.

Resultados acumulados

La utilidad operativa acumulada del Upstream a diciembre 2012 ascendió a 5.943 MARS, un 37,5% mayor que en el mismo período de 2011. Este incremento corresponde principalmente a la adecuación de los precios del crudo y a los mayores niveles de producción de crudo registrados durante el periodo enero - diciembre. El precio promedio del crudo en el mercado local se incrementó un 17,6% en el año 2012, llegando de este modo a los 70 USD/bbl y ubicándose así por encima del precio promedio de 59,5 USD/bbl del año 2011. Dicha adecuación del precio de crudo permitió generar mayores ingresos operativos y cubrir el incremento de costos vinculados al aumento en las regalías de crudo (por la mayor valorización en boca de pozo), los incrementos en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios, y el incremento en las depreciaciones de bienes de uso (1.423 MARS).

Inversiones

Las inversiones en Upstream llegaron a un total de 5.091 MARS en el 4T 2012, superando a las del mismo periodo del 2011 en un 78,7%.

Dentro de la actividad en las formaciones convencionales, durante el 4T 2012 continuaron las inversiones en desarrollo principalmente en las áreas de Las Heras, El Guadal y Cañadón Seco, en la cuenca del Golfo San Jorge; como así también aquellas efectuadas en la cuenca Neuquina,

fundamentalmente en las áreas de Loma La Lata y Aguada Toledo Sierra Barrosa. Asimismo, es preciso mencionar la actividad exploratoria en formaciones no convencionales registrada durante el cuarto trimestre de este año en dicha cuenca, principalmente en las áreas Bandurria, La Amarga Chica, Loma Amarilla y Cerro las Minas.

Las inversiones acumuladas del Upstream a diciembre 2012 ascendieron a 12.118 MARS, un 33,6% superiores a las del año 2011, fundamentalmente por la mayor actividad mencionada en la cuenca Neuquina, tanto en lo que concierne a exploración no convencional como al desarrollo de áreas convencionales.

Reservas

La incorporación de reservas hidrocarburos en el año 2012 alcanzó los 153 MBOE, de los cuales 107 MBbl corresponden a líquidos y 46 MBOE a gas natural. Se destaca el índice de reemplazo de reservas obtenido en líquidos del 106%.

2.2 REFINO y MARKETING

4T 2011	3T 2012	4T 2012	Var.% 4T12/4T11	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	Var.% 2012/2011
1.227	607	805	-34,4%	Utilidad operativa* (MARS)	4.422	3.006	-32,0%
13.789	15.609	16.418	19,1%	Ventas netas (MARS)	49.692	59.604	19,9%
3.871	4.215	4.037	4,3%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	15.577	15.741	1,1%
409	344	450	10,0%	Exportación productos refinados (Km3)	1.764	1.572	-10,9%
266	306	293	10,2%	Crudo procesado (Kbbld)	284	288	1,4%
83%	96%	92%		Utilización de las refinerías (%)	89%	90%	
1.502	875	1.342	-10,7%	Inversiones (MARS)	2.879	3.317	15,2%
187	255	262	40,4%	Amortizaciones (MARS)	710	906	27,7%
621	672	662	6,7%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (USD/m3)	582	660	13,4%
700	763	750	7,1%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (USD/m3)	634	751	18,5%

* Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Incluye compañías participadas

La utilidad operativa del segmento de Refino y Marketing en el cuarto trimestre de este año ascendió a 805 MARS, un 34,4% inferior a la del 4T 2011.

El menor resultado del trimestre se vio afectado principalmente por los mayores precios de crudo y los mayores gastos de comercialización así como por el efecto negativo generado por los menores volúmenes de stock con que finalizó el trimestre. En cuanto a los ingresos cabe mencionar que los mismos aumentaron aproximadamente un 19,1% fundamentalmente como consecuencia del incremento de los precios de los productos en el mercado local (naftas, gas oil y lubricantes) y los mayores volúmenes despachados de fuel oil al mercado interno (356 MARS). En cuanto a las exportaciones, es de destacar el incremento de los volúmenes exportados de nafta virgen, LPG y bunker.

El nivel de procesamiento de nuestras refinerías se incrementó un 10,2% en el 4T 2012 en comparación a igual período del año anterior, llegando de este modo a los 293 mil barriles día; mientras que por su parte el procesamiento de crudo promedio anual ascendió a 288 bbl/día en 2012 respecto de los 284 bbl/día registrados en el año 2011.

Resultados acumulados

Los resultados acumulados a diciembre 2012 ascendieron a 3.006 MARS, un 32,0% inferior a los del año 2011. Los mayores ingresos operativos se generaron a partir del aumento de ventas de gasoil, que en comparación con el año 2011 aportaron un efecto neto positivo de 5.000 MARS, como consecuencia de un incremento de aproximadamente 30% en el precio promedio denominado en pesos obtenido para el mix de dicho producto. Por su parte, es preciso destacar el incremento en los volúmenes despachados de naftas de aproximadamente un 6,3% durante 2012 y un aumento de 25% en su precio promedio denominado en pesos en comparación al resultante en 2011. Los volúmenes comercializados de fuel oil en el mercado local se incrementaron un 108% en el presente año, mientras que su precio promedio denominado en pesos experimentó un aumento del 25% en relación al 2011. Sin embargo, los mayores ingresos operativos mencionados no han sido suficientes para compensar los efectos negativos ocasionados por el mayor precio del crudo procesado y los mayores costos operativos.

Inversiones

Las inversiones del trimestre del segmento de Refino y Marketing alcanzaron 1.342 MARS, siendo inferiores en un 10,7% a las del mismo período del 2011. Dicho importe trimestral refleja esencialmente la continuación de nuestros proyectos de implementación de una nueva unidad de Coque en la refinería de La Plata, con el objeto de incrementar nuestra producción de naftas y gas oil; así como también la finalización en el mes de noviembre del proyecto de hidrotreatmento de gas oil en dicho complejo industrial.

Las inversiones acumuladas del segmento de Refino y Marketing a diciembre 2012 alcanzaron 3.317 MARS, superando en un 15,2% a las del año 2011, principalmente como consecuencia del avance de los proyectos mencionados previamente.

2.3 QUIMICA

4T 2011	3T 2012	4T 2012	Var.% 4T12/4T11	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	Var.% 2012/2011
251	204	351	39,7%	Utilidad operativa* (MARS)	835	913	9,3%
1.052	1.216	1.446	37,5%	Ventas netas (MARS)	4.111	4.679	13,8%
239	189	199	-16,9%	Ventas de productos químicos mercado interno (**) (Ktn)	883	810	-8,3%
65	78	126	93,8%	Exportacion de productos químicos (Ktn)	336	334	-0,6%
522	281	375	-28,2%	Inversiones (MARS)	935	906	-3,1%
34	41	37	10,8%	Amortizaciones (MARS)	95	136	43,4%

*Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Incluye compañías participadas

** No incluye las ventas de fertilizantes ya que las mismas se realizan en el negocio de Refino y Marketing

La utilidad operativa en el cuarto trimestre de este año ascendió a 351 MARS, un 39,7% superior a la del 4T 2011.

La mayor utilidad operativa del trimestre corresponde principalmente al incremento en los ingresos por ventas como causa de las mayores exportaciones de metanol, alcoholes y solventes, y también con motivo de los mayores volúmenes vendidos y precios obtenidos por la venta de bases octánicas a la unidad de negocios Refino.

Resultados acumulados

Los resultados acumulados a diciembre 2012 ascendieron a 913 MARS, un 9,3% superiores a los resultados acumulados del año 2011. El incremento de las ventas del 13,8% fue parcialmente compensado por los aumentos en las compras de gas natural a Upstream. Cabe mencionar los incrementos de los volúmenes comercializados de metanol en el mercado externo, un 32,3% superior en relación al año 2011; y de granos, harinas y aceites en el mercado doméstico, que representó un aumento de 43,4% en comparación a los volúmenes comercializados en el año 2011.

Inversiones

Las inversiones del trimestre alcanzaron 375 MARS, un 28,2% inferiores a las del mismo período del 2011. Durante el 4T 2012, continuaron los avances del proyecto vinculado al reformador catalítico continuo en el complejo químico de Ensenada, que posibilitará una mayor producción de naftas de alta calidad e hidrógeno.

Por su parte, las inversiones acumuladas del segmento de química a diciembre 2012 alcanzaron los 906 MARS, siendo de este modo un 3,1% inferior a las del mismo período del 2011.

2.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas mostró una variación negativa de 571 MARS en relación al resultado obtenido en el año 2011, consecuencia principalmente del efecto generado por la Resoluciones 1.982 y 1.991 del ENARGAS sobre las compañías Mega, Profertil y Refinor; y la caída en las cotizaciones internacionales de los principales productos comercializados por Mega.

2.5 CORPORACION Y OTROS

Este segmento de negocio incluye fundamentalmente los gastos de funcionamiento de la Corporación y las demás actividades y ajustes de consolidación no imputados a los negocios previamente mencionados.

Los gastos netos del cuarto trimestre ascendieron a 505 MARS, un 58,0% inferiores a los de igual período del año anterior. Dicha variación se encuentra afectada por el efecto positivo correspondiente a la aplicación de valoración de inventarios a valores de reposición, los cuales difieren del precio de transferencia entre los segmentos de negocio, reflejando el resultado obtenido como consecuencia de la integración vertical de YPF. A su vez, dicho efecto fue parcialmente compensado por los incrementos en salarios y cargos asociados a licencias informáticas y los mayores cargos por compromisos de remediación medioambiental de la sociedad controlada YPF Holdings.

3. TABLAS
Resultados 4° TRIMESTRE 2012

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

4T 2011	3T 2012	4T 2012	Var.% 4T12/4T11		Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012	Var.% 2012/2011
14.912	17.378	18.862	26,5%	Ingresos Ordinarios	56.211	67.174	19,5%
(11.844)	(13.603)	(14.138)	19,4%	Costos de Ventas	(41.143)	(50.267)	22,2%
3.068	3.775	4.724	54,0%	Utilidad bruta	15.068	16.907	12,2%
(1.397)	(1.362)	(1.640)	17,4%	Gastos de comercialización	(5.438)	(5.662)	4,1%
(530)	(522)	(702)	32,5%	Gastos de administración	(1.822)	(2.232)	22,5%
(190)	(176)	(118)	-37,9%	Gastos de exploración	(574)	(582)	1,4%
66	(27)	(418)	-733,3%	Otros gastos y resultado de las inversiones en sociedades	(46)	(528)	1047,8%
1.017	1.688	1.846	81,5%	Utilidad operativa	7.188	7.903	9,9%
201	106	16	-92,0%	Resultado de las inversiones en sociedades	685	114	-83,4%
(159)	35	609	-483,0%	Resultados financieros	(287)	548	-290,9%
(341)	(665)	(474)	39,0%	Impuesto a las ganancias	(2.495)	(2.720)	9,0%
(183)	(408)	(978)	434,4%	Impuesto diferido	(646)	(1.943)	200,8%
535	756	1.019	90,5%	Utilidad neta del período	4.445	3.902	-12,2%
1,36	1,92	2,59	90,5%	Utilidad neta por acción básico y diluida	11,30	9,92	-12,2%
621	1.224	1.345	116,6%	Otros Resultados integrales	1.852	4.241	129,0%
1.156	1.980	2.364	104,5%	Resultado integral total del período	6.297	8.143	29,3%
3.055	4.449	5.039	64,9%	EBITDA	14.889	18.053	21,3%

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

* EBITDA = Utilidad Neta + intereses netos + impuesto a las ganancias + impuesto diferido + amortizaciones

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

	<u>31/12/2011</u>	<u>31/12/2012</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	1.300	1.492
Bienes de uso	43.522	56.971
Inversiones en sociedades	2.013	1.914
Activos por impuesto diferido	30	48
Otros créditos y anticipos	882	1.161
Créditos por ventas	<u>22</u>	<u>15</u>
Total del activo no corriente	<u>47.769</u>	<u>61.601</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	6.006	6.922
Otros créditos y anticipos	2.788	2.635
Créditos por ventas	3.315	4.044
Efectivo y equivalentes de efectivo	<u>1.112</u>	<u>4.747</u>
Total del activo corriente	<u>13.221</u>	<u>18.348</u>
Total del activo	<u>60.990</u>	<u>79.949</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.674	10.674
Reservas y resultados no asignados	<u>12.746</u>	<u>20.586</u>
Total Patrimonio Neto	<u>23.420</u>	<u>31.260</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	9.206	10.663
Pasivos por impuesto diferido	2.724	4.685
Otras cargas fiscales	136	101
Remuneraciones y cargas sociales	38	48
Préstamos	4.435	12.100
Cuentas por pagar	<u>60</u>	<u>162</u>
Total del pasivo no corriente	<u>16.599</u>	<u>27.759</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	965	820
Impuesto a las ganancias a pagar	-	541
Otras cargas fiscales	511	920
Remuneraciones y cargas sociales	537	789
Prestamos	7.763	5.004
Cuentas por pagar	<u>11.195</u>	<u>12.856</u>
Total del pasivo corriente	<u>20.971</u>	<u>20.930</u>
Total del pasivo	<u>37.570</u>	<u>48.689</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>60.990</u>	<u>79.949</u>

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

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

4T 2011	3T 2012	4T 2012		Ene-Dic 2011	Ene-Dic 2012
Flujos de Efectivo de las operaciones					
535	756	1.019	Utilidad neta consolidado del período	4.445	3.902
(201)	(106)	(16)	Resultados de las inversiones en sociedades	(685)	(114)
1.707	2.246	2.168	Depreciación de bienes de uso	6.438	8.129
18	37	50	Amortización de activos intangibles	61	152
344	326	324	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	1.022	1.170
313	525	899	Aumento neto de provisiones incluidas en el pasivo	1.261	2.208
21	-	(1)	Aumento de provisiones de bienes de uso	21	(1)
1.735	(757)	(793)	Cambios en activos y pasivos	636	(1.149)
280	5	253	Dividendos cobrados	579	388
(330)	452	837	Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	(1.092)	2.616
4.422	3.484	4.740	Flujos de Efectivo de las Operaciones	12.686	17.301
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión					
Pagos por inversiones:					
(4.364)	(4.071)	(5.024)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(12.156)	(16.403)
(2)	-	-	Aportes de capital en inversiones en sociedades	(2)	-
(4.366)	(4.071)	(5.024)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(12.158)	(16.403)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación					
(5.763)	(6.689)	(5.876)	Pago de préstamos	(16.997)	(28.253)
(161)	(200)	(336)	Pago de intereses	(457)	(920)
7.840	7.962	10.538	Préstamos obtenidos	21.175	32.130
(2.812)	-	(303)	Dividendos Pagados	(5.565)	(303)
(896)	1.073	4.023	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(1.844)	2.654
4	32	30	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	102	83
(836)	518	3.769	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(1.214)	3.635
1.948	460	978	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	2.326	1.112
1.112	978	4.747	Efectivo y equivalentes al cierre del período	1.112	4.747
(836)	518	3.769	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(1.214)	3.635
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO					
777	413	950	Caja y Bancos	777	950
335	565	3.797	Otros Activos Financieros	335	3.797
1.112	978	4.747	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	1.112	4.747

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

3.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2011					2012				
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2011	1T	2T*	3T*	4T	Acum. 4T 2012
Upstream											
Producción de crudo	Kbbl	21.787	16.731	20.974	21.773	81.265	20.738	20.683	21.095	20.715	83.231
Producción de NGL	Kbbl	4.794	4.012	4.066	5.520	18.392	4.975	3.818	3.722	4.892	17.407
Producción de gas	Mm3	3.163	3.061	3.212	3.046	12.482	2.964	3.101	3.194	2.962	12.221
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	46.476	39.995	45.241	46.450	178.161	44.352	44.005	44.903	44.239	177.499
Downstream											
Ventas de productos refinados											
Mercado interno											
Motonaftas	Km3	984	887	986	1.028	3.885	1.029	921	1.053	1.126	4.129
Gasoil	Km3	2.054	2.154	2.180	2.158	8.546	1.910	1.971	2.075	2.073	8.029
JP1 y Kerosene	Km3	108	92	106	112	418	109	107	112	116	444
Fuel Oil	Km3	57	29	235	45	366	8	229	332	193	762
LPG	Km3	195	237	278	169	879	196	266	252	158	872
Otros**	Km3	345	384	395	359	1.483	369	374	391	371	1.505
Total mercado interno	Km3	3.743	3.783	4.180	3.871	15.577	3.621	3.868	4.215	4.037	15.741
Exportación											
Nafta Virgen	Km3	96	136	51	7	290	37	109	7	32	185
JP1 y Kerosene	Km3	145	126	127	146	544	139	125	130	131	525
LPG	Km3	85	76	40	91	292	8	17	28	117	170
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	171	123	146	153	593	175	142	160	162	639
Otros**	Km3	10	12	11	12	45	14	12	19	8	53
Total Exportación	Km3	507	473	375	409	1.764	373	405	344	450	1.572
Total ventas productos refinados	Km3	4.250	4.256	4.555	4.280	17.341	3.994	4.273	4.559	4.487	17.313
Ventas de productos químicos											
Mercado interno											
Fertilizantes	Ktn	35	90	120	74	319	18	56	61	70	205
Metanol	Ktn	54	103	47	70	274	80	77	63	48	268
Otros	Ktn	149	118	173	169	609	143	122	126	151	542
Total mercado interno	Ktn	238	311	340	313	1.202	241	255	250	269	1.015
Exportación											
Metanol	Ktn	31	0	0	0	31	0	0	0	41	41
Otros	Ktn	103	50	87	65	305	77	53	78	85	293
Total exportación	Ktn	134	50	87	65	336	77	53	78	126	334
Total ventas productos químicos	Ktn	372	361	427	378	1.538	318	308	328	395	1.349
Ventas de otros productos											
Granos, harinas y aceites											
Mercado interno	Ktn	12	29	209	218	468	157	260	165	89	671
Exportación	Ktn	28	150	86	14	278	1	3	41	60	105
Total granos, harinas y aceites	Ktn	40	179	295	232	746	158	263	206	149	776

*La producción del segundo y tercer trimestre de 2012 fue recalculada a partir del cierre anual de reservas.

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

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

	Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (millones de barriles)		
	2012		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	583	1	584
Revisiones de estimaciones anteriores	82	1	83
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	24		24
Producción del ejercicio ⁽²⁾	-100	-1	-101
Saldos al cierre del ejercicio ⁽²⁾	<u>589⁽¹⁾</u>	<u>1</u>	<u>590</u>
Reservas comprobadas desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	436	1	437
Cierre del ejercicio	452	1	453
Reservas comprobadas No desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	147	-	147
Cierre del ejercicio	137	-	137
Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas (al cierre del ejercicio)	1	-	1

(1) Incluye líquidos de gas natural por 69 al 31 de diciembre de 2012.

(2) Nuestras reservas comprobadas de crudo, condensados, y LGN (Líquidos del Gas Natural) al 31 de diciembre de 2012 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 85, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de crudo, condensados, y LGN para el año 2012 incluye un volumen estimado de aproximadamente 14 relativos a los citados pagos.

	Gas natural (miles de millones de pies cúbicos)*		
	2012		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	2.360	2	2.362
Revisiones de estimaciones anteriores	220	1	221
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	35	-	35
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	-431	-1	-432
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	<u>2.184</u>	<u>2</u>	<u>2.186</u>
Reservas comprobadas desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	1.758	2	1.760
Cierre del ejercicio	1.808	2	1.810
Reservas comprobadas No desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	602	-	602
Cierre del ejercicio	376	-	376
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas (al cierre del ejercicio)	36	-	36

(1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2012 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 252, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de gas natural para el año 2012 incluye un volumen estimado de aproximadamente 50 relativos a los citados pagos.

* Pudieran existir diferencias menores en las totalizaciones debido al redondeo de cifras.



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 2011, 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: www.ypf.com

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 2911

Fax: 54 11 5441 2113