



Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 9 de marzo de 2012

Señores:

Comisión Nacional de Valores

Presente

Ref.: Hecho Relevante - Resultados

Cuarto Trimestre de 2011

Por la presente me dirijo a Uds. con el objeto de presentar la Nota de Resultados del cuarto trimestre del 2011 de YPF S.A.

Sin otro particular, saludo a Uds. muy atentamente.

Guillermo Reda

Responsable de Relaciones con el Mercado

YPF S.A.

YPF S.A.

Resultados Consolidados 4T 2011



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2011 .. 3

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS 5

 2.1 UPSTREAM.....5

 2.2 DOWNSTREAM8

 2.3 CORPORACION9

3. HECHOS DESTACADOS DEL TRIMESTRE Y HECHOS POSTERIORES 10

4. TABLAS..... 12

 4.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO13

 4.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO14

 4.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....15

 4.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS.....16

 4.5 INFORMACION COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETROLEO Y GAS.....17

El resultado neto del cuarto trimestre de 2011 alcanzó los 790 MARS

4T 2010	3T 2011	4T 2011	Var.% 4T11/4T10	Resultado Cuarto Trimestre 2011	Ene-Dic 2010	Ene-Dic 2011	Var.% 2011/2010
En millones de ARS							
1.867	2.677	1.459	-21,9%	Utilidad operativa	9.475	8.563	-9,6%
2.076	3.108	1.665	-19,8%	Resultado de explotación*	10.151	9.652	-4,9%
1.065	1.752	790	-25,8%	Utilidad neta	5.790	5.296	-8,5%
3.101	3.676	5.365	73,0%	Inversiones	8.583	13.793	60,7%
Beneficio por acción							
2,71	4,45	2,01	-25,8%	Pesos por acción	14,72	13,47	-8,5%

Nota: Cifras no auditadas. Datos según Normas Contables Argentinas

* Utilidad operativa considerando la inclusión de los resultados por tenencia en el costo de ventas

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2011

La utilidad operativa del cuarto trimestre del año 2011 ascendió a 1.459 MARS, siendo la misma un 21,9% inferior a la de igual período del año 2010. Esta disminución se vio fundamentalmente afectada por el incremento en las compras y los costos operativos, los que superaron proporcionalmente los mayores ingresos generados en el trimestre.

Los ingresos operativos en el cuarto trimestre de 2011 ascendieron a 15.260 MARS un 23,9% superior a los del mismo período del año anterior. Dicho incremento se vio afectado positivamente por los cambios en el mix de ventas de productos de mayor valor añadido en el mercado local y la adecuación de los precios en el mismo mercado. Adicionalmente, cabe señalar que los ingresos correspondientes al 4T2011 se vieron afectados negativamente por la suspensión temporal del programa Petróleo Plus, el cual ha sido aplicado con efecto retroactivo, lo cual determinó un impacto negativo en la utilidad operativa del trimestre de aproximadamente 171 MUSD, lo que en términos comparativos contra el último trimestre del año 2010 implicó una diferencia neta de 223 MUSD.

Si bien la producción continuó recuperando los niveles luego de la finalización de los conflictos gremiales en las provincias de Santa Cruz y Chubut, con el objetivo de seguir abasteciendo la demanda creciente del mercado local de combustibles fue necesario continuar con mayores volúmenes de compras a terceros en comparación con el cuarto trimestre de 2010. De esta manera las compras superaron en un 58,7% a las del cuarto trimestre de 2010.

Los costos operativos registrados en el 4T 2011 se incrementaron un 21,6% respecto del mismo período del 2010, los mismos fueron afectados principalmente por los mayores pagos de regalías a las provincias, mayores amortizaciones y mayores gastos de personal, servicios exteriores y transportes y fletes.

La utilidad neta del período fue de 790 MARS, siendo la misma un 25,8% inferior a la del mismo período del año 2010.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los 5.365 MARS superando en un 73% las realizadas en el 4T 2010. Dicho aumento se produjo debido a la mayor actividad en Upstream y al avance de los proyectos en Downstream.

Finalmente en el año 2011 el índice de reemplazo de reservas alcanzó un 113% superando los niveles del año 2010, el cual fuera del 84%. A su vez, cabe destacar que en el año 2011 el índice de reemplazo de reservas de petróleo crudo ascendió a 169%, siendo este superior al 100% alcanzado en el año 2010.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

2.1 UPSTREAM⁽¹⁾

4T 2010	3T 2011	4T 2011	Var.% 4T11/4T10	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2010	Ene-Dic 2011	Var.% 2011/2010
1.063	1.233	891	-16,2%	Utilidad operativa* (MARS)	6.210	4.977	-19,9%
221,6	228,0	236,7	6,8%	Producción crudo (Kbbld)	240,9	222,6	-7,6%
55,9	44,2	60,0	7,3%	Producción NGL (Kbbld)	51,8	50,4	-2,7%
35,9	34,9	33,1	-7,8%	Producción gas (Mm3d)	38,1	34,2	-10,2%
503,5	491,7	504,9	0,3%	Producción total (Kbped)	532,5	488,1	-8,3%
166	60	190	14,5%	Gastos de exploración (MARS)	344	574	66,9%
1.782	2.676	3.044	70,8%	Inversiones (MARS)	5.896	9.279	57,4%
Precios Internacionales							
86,5	113,4	109,4	26,5%	Brent** (USD/bbl)	79,5	111,3	40,0%
3,8	4,2	3,5	-7,9%	Gas Henry Hub** (USD/Mmbtu)	4,4	4,0	-9,1%
Precios de Realización							
53,3	60,9	66,0	23,8%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	49,7	59,5	19,7%
2,35	1,77	2,65	12,8%	Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	1,99	2,23	12,1%

* Datos según Normas Contables Argentinas

** Fuente: Reuters

(1) Incluye compañías controladas

La **utilidad operativa** del upstream ascendió a 891 MARS, un 16,2% menor a la del 4T 2010.

El menor resultado del trimestre se vio afectado en los ingresos operativos por el impacto de la suspensión temporal del programa Petróleo Plus, el cual ha sido aplicado con efecto retroactivo, ha tenido un impacto en el último trimestre del año 2011 por aproximadamente 171 MUSD. Dentro de los aspectos positivos cabe mencionar la continua adecuación de los precios de crudo en el mercado local y el incremento en las ventas de gas natural, tanto en volúmenes como en su precio promedio. Por otra parte los costos operativos aumentaron como consecuencia de la suba en los costos de operaciones y mantenimiento a partir del incremento en costos de los servicios exteriores y los ajustes salariales acordados con diversos sindicatos. Dichos costos se incrementaron también por el efecto en las amortizaciones, por los mayores volúmenes producidos respecto al mismo período del año anterior, así como por las mayores regalías de petróleo, afectadas principalmente por el mayor precio en boca de pozo, además del mayor volumen producido respecto del 4T2010.

En los mercados internacionales, el indicador promedio del 4T 2011 del precio internacional del Brent fue de 109,4 USD/bbl, un 26,5% superior al del cuarto trimestre de 2010. En este contexto el precio del crudo en el mercado local para el mismo período mejoró un 23,8% hasta los 66 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio de venta fue de 2,65 USD/Mmbtu, un 12,8% superior al del cuarto trimestre de 2010, debido fundamentalmente al mejor precio obtenido por las ventas al sector industrial y a las centrales térmicas.

La producción de crudo y de NGL alcanzaron los 236,7 kbbl/d y 60 kbbl/d, respectivamente, un 6,8% y un 7,3% superiores a las del cuarto trimestre de 2010, esto se debió fundamentalmente a que en el mes de diciembre de 2010, las operaciones en las provincias de Santa Cruz y Chubut, habían sido afectadas por las huelgas, hecho que no ha ocurrido durante el 4T 2011. En cuanto a las producciones de gas natural, en el cuarto trimestre de 2011 fue de 33,1 Mm3/d un 7,8% inferior a las del mismo período de 2010 debido al declino natural de los campos. La producción total de hidrocarburos en el cuarto trimestre de este año fue de 504,9 Kbped frente a los 503,5 Kbped del mismo período del año anterior.

El resultado del trimestre de las compañías controladas del upstream, el cual incluye principalmente a Compañía Mega, YPF Holdings, YPF International e YPF Servicios Petroleros, ascendió a 22 MARS.

Resultados acumulados

La utilidad operativa acumulada del upstream durante el ejercicio 2011 ascendió a 4.977 MARS, un 19,9% menor que la del ejercicio 2010. Esta disminución se explica básicamente por: la caída de la producción de crudo (-7,6%) ocasionada fundamentalmente por las huelgas del 2T 2011; la menor producción de gas (-10,2%) como consecuencia del declino natural de los campos; los mayores costos operativos y los mayores gastos de exploración. El aumento en los ingresos por la adecuación de los precios del crudo y gas natural no han compensado totalmente los efectos negativos descriptos anteriormente.

Inversiones

Las inversiones en upstream llegaron a 3.044 MARS en el 4T 2011, superando a las del mismo período del 2010 en un 70,8%. Dicho incremento se produjo como consecuencia del aumento de la actividad de exploración y desarrollo tanto convencional como no convencional.

Las inversiones realizadas sobre las formaciones convencionales, fundamentalmente con el objetivo de aumentar el factor de recobro, se destinaron a la masificación de la inyección de agua (recuperación secundaria), las campañas de perforación infill, pilotos de recuperación terciaria y exploración. En este último rubro, se destaca el descubrimiento en el bloque Chachahuen, en la provincia de Mendoza, donde el 5 de febrero de 2012 se informó un descubrimiento de recursos prospectivos estimados de 40 millones de barriles equivalentes de petróleo.

En el ámbito de los hidrocarburos no convencionales, las actividades realizadas durante el 4T 2011 permitieron delinear en el área LLL Norte una superficie de 428 Km² con un estimado de recursos técnicamente recuperables de 927 millones de barriles equivalentes de petróleo. Adicionalmente se

completó la perforación del pozo vertical La Amarga Chica-x3 en el área exploratoria de la Amarga Chica al norte del descubrimiento de LLL Norte con objetivo en dicha zona y cuyas pruebas iniciales mostraron producciones de 400 bpe/d, de 35 API.

Durante el 2011 las inversiones totales acumuladas del upstream ascendieron a 9.279 MARS, un 57,4% superiores a las de 2010, dicho incremento se originó fundamentalmente por: la mayor actividad, tanto en exploración y delineación de los hidrocarburos no convencionales como en desarrollo de áreas convencionales; el acuerdo celebrado con el Gobierno de la provincia de Mendoza para extender por el término de diez años, a partir del vencimiento de sus plazos originales, la concesión de 16 áreas que la compañía opera en Mendoza (hecho que significó una inversión para este 2011 de 564 MARS) y finalmente la construcción del puerto de GNL en Escobar, que alcanzó una inversión total de aproximadamente 280 MARS.

Reservas

Como resultado de la actividad realizada durante el año 2011 el índice de reemplazo de reservas alcanzó un 113% superando los niveles del año 2010 el cual fuera del 84%. Las reservas incorporadas alcanzaron un total de 201 Mbpe, de las cuales 137 Mbbl son de petróleo, 16 Mbbl son de NGL y 7.633 Mm³ de gas. Cabe remarcar que en el año 2011 el índice de reemplazo de reservas de petróleo crudo ascendió a 169%, siendo este superior al 100% alcanzado en el año anterior.

2.2 DOWNSTREAM⁽¹⁾

4T 2010	3T 2011	4T 2011	Var.% 4T11/4T10	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2010	Ene-Dic 2011	Var.% 2011/2010
880	1.779	1.004	14,1%	Utilidad operativa* (MARS)	4.187	5.100	21,8%
4.286	4.566	4.267	-0,4%	Ventas de productos petrolíferos y otros mercado interno (Km3)	16.169	16.732	3,5%
617	587	522	-15,4%	Exportación productos petrolíferos y otros (Km3)	2.892	2.486	-14,0%
331	500	385	16,3%	Ventas de productos químicos mercado interno (Ktn)	1.059	1.527	44,2%
64	18	57	-10,9%	Exportación de productos químicos (Ktn)	227	197	-13,2%
294	311	272	-7,5%	Crudo procesado (Kbped)	304	290	-4,6%
1.262	928	2.225	76,3%	Inversiones (MARS)	2.538	4.284	68,8%

* Datos según Normas Contables Argentinas

(1) Incluye compañías controladas

La **utilidad operativa** del downstream en el cuarto trimestre de este año ascendió a 1.004 MARS, superando la utilidad operativa del 4T 2010 en un 14,1%.

Los cambios en el mix de ventas de productos de mayor valor añadido en el mercado local y la adecuación de los precios, generaron un aumento en el resultado operativo del trimestre, compensando de esta manera los incrementos de los costos operativos, los mayores volúmenes y precios en las compras de productos petrolíferos, principalmente las importaciones de gasoil y las compras de biocombustibles en el mercado local.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 272 Kbped, un 7,5% inferior al del cuarto trimestre del 2010, debido fundamentalmente a la parada técnica programada de una de las unidades de topping de nuestra Refinería La Plata (Unidad de Topping "D"), la cual se prolongó por aproximadamente 60 días, durante los meses de octubre y noviembre de 2011

A su vez, los volúmenes de ventas de productos petrolíferos en el mercado se mantuvieron en niveles similares a los del 4T2010, destacándose el incremento de venta de motonaftas y la disminución de las ventas de fuel oil al mercado local. En cuanto a las exportaciones, las mismas cayeron un 15,4%, principalmente las de nafta virgen y fuel oil.

Por su parte, las ventas de productos químicos en el mercado interno aumentaron en relación al mismo periodo del año anterior, siendo las mismas un 16,3% superior, principalmente en el segmento de

fertilizantes, tanto de YPF como de Profertil. Dicho incremento en la venta de fertilizantes se produjo principalmente por la mayor demanda del sector agropecuario acorde al crecimiento de la actividad en dicho sector durante el año 2011.

El resultado del trimestre de las compañías controladas del downstream, el cual incluye a OPESSA, Refinor, YPF Brasil Comercializadora y Profertil, ascendió a 260 MARS, registrando un incremento respecto del año anterior del 43%, el cual correspondió principalmente a los resultados de Profertil.

Resultados acumulados

Los resultados acumulados del año 2011 ascendieron a 5.100 MARS, un 21,8% superior a los de los del año 2010. Los mayores ingresos operativos han sido parcialmente compensados por los mayores costos operativos y las mayores compras de crudo, biocombustibles y productos petrolíferos.

Inversiones

Las inversiones del año 2011 del downstream alcanzaron 4.284 MARS, superando en un 68,8% a las del mismo período del 2010, ello fue originado principalmente por el conjunto de proyectos plurianuales que tienen por objetivo incrementar la capacidad de producción de naftas y gasoil, mejorar la calidad de los combustibles, aumentar la capacidad logística, de almacenamiento y de los rendimientos de los crudos procesados en gasoil y naftas. Dentro de dichos proyectos se destacan la nueva unidad de Reformado Catalítico Continuo (CCR) en la refinería de La Plata que permitirá incrementar la producción de componentes octánicos destinados a la fabricación de naftas de automotor de alta calidad; la nueva unidad de Coquización Retardada en la refinería de La Plata que permitirá incrementar la producción de naftas y de gasoil; dos nuevas unidades de hidrotreatmento de gasoil en la refinería de La Plata y en la refinería de Luján de Cuyo para la producción de gasoil de alta calidad y bajo contenido de azufre; una nueva unidad de hidrotreatmento de naftas en la refinería de Luján de Cuyo, la cual permitirá la producción de gasoil de bajo contenido de azufre y la adecuación de las terminales para la incorporación de biocombustibles como el FAME y etanol.

Por su parte las inversiones en downstream del trimestre fueron de 2.225 MARS, superando en un 76,3% a las del 4T 2010. Dicho incremento de inversiones se basó fundamentalmente en los avances del proyecto descriptos en el párrafo anterior.

2.3 CORPORACION

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

Los gastos netos del cuarto trimestre ascendieron a 436 MARS, siendo estos superiores a los del mismo periodo del 2010 en 360 MARS.

3. HECHOS DESTACADOS DEL TRIMESTRE Y HECHOS POSTERIORES

El 13 de octubre de 2011 YPF S.A. informó la adquisición del 100% del capital social de Energía Andina S.A., sociedad mendocina dedicada a la exploración y explotación de hidrocarburos y otras actividades energéticas. El precio de la operación ascendió a US\$ 16.800.000.

El 2 de Noviembre de 2011 en la reunión celebrada por el Directorio de la Sociedad se determinó el pago de un dividendo en efectivo de siete pesos con quince centavos (\$ 7,15) por acción correspondiente a los resultados del ejercicio 2010.

El 3 de febrero de 2012 el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, informó mediante comunicado de prensa la decisión de suspender la aplicación de los Programas Petróleo Plus y Refino Plus para grandes compañías, el cual tendría efectos retroactivos. Las empresas alcanzadas por la suspensión de Petróleo Plus fueron: Panamerican Energy (PAE), YPF, Occidental-Sinopec, Pluspetrol, Total Austral, Enap Sipetrol y Petrobras. En el caso de Refino Plus, perdieron el beneficio Esso, Petrobras e YPF.

El 3 de febrero de 2012 YPF informó a la Comisión Nacional de Valores respecto de la notificación recibida sobre el levantamiento de la medida cautelar en la causa "Karcz, Miguel Angel y otra c/Repsol YPF S.A.", que han quedado firmes las resoluciones dictadas autorizando a la libre disponibilidad de sus acciones, permitiendo su venta, cesión o transferencia, siempre que Repsol YPF S. A. conserve, directa o indirectamente, la titularidad del 10% de las acciones de YPF S.A.

El 8 de febrero de 2012 YPF informó los resultados de una auditoría externa de sus reservas y recursos contingentes y prospectivos no convencionales (shale oil/gas) procedentes de la formación Vaca Muerta evaluación encargada a Ryder Scott, compañía internacional especializada en la certificación de reservas y recursos de hidrocarburos. A partir de este trabajo YPF elevó su previsión de recursos y reservas del descubrimiento de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta a 22.807 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbpe). Los recursos prospectivos brutos alcanzan los 21.167 Mbpe en un área de 8.071 Km² (donde YPF tiene una participación neta de 5.016 Km²) y los recursos contingentes brutos ascienden a 1.525 Mbpe (sobre un área aproximada de 1.100Km², donde YPF tiene una participación neta de 834 Km²). Adicionalmente, y para la misma zona, ya se han traspasado al libro de reservas (3P) de YPF 116 Mbpe.

El 23 de febrero de 2012 YPF publicó un hecho relevante en respuesta al requerimiento de información efectuado por la Comisión Nacional de Valores, en relación a versiones periodísticas publicadas por distintos medios electrónicos, acerca de hechos acaecidos en la reunión de Directorio de YPF S.A. En este sentido se informó que poco antes del inicio de dicha reunión y sin aviso previo, el Director representante de las acciones de la clase A, Sr. Roberto Baratta, así como el Síndico suplente por iguales acciones Sr. Gustavo Mazzoni, llegaron a la sede social, acompañados por otros varios funcionarios, solicitando el primero la participación de dichos funcionarios en la reunión de Directorio a celebrar. Consultados el Presidente del Directorio y otros miembros del mismo debieron negarse a dicha solicitud. No obstante haberle solicitado la presencia como así también su participación al Director Sr. Roberto Baratta y al Síndico suplente Sr. Gustavo Mazzoni, los mismos decidieron no ingresar en la sesión y abandonar igualmente el edificio. Posteriormente y sin la

presencia de Director Sr. Roberto Baratta y del Síndico suplente Sr. Gustavo Mazzoni pero con quorum suficiente se celebró la reunión de Directorio prevista conforme al orden del día de la convocatoria. Ante este acontecimiento mencionado el Directorio de la Comisión Nacional de Valores dictó la resolución N° 16.757 por la cual declaró irregulares e ineficaces a los efectos administrativos, las conclusiones y resoluciones adoptadas por la reunión de Directorio de YPF S.A. del día 23 de febrero de 2012. Finalmente, con fecha 5 de marzo de de 2012, YPF interpuso ante el Directorio de la Comisión Nacional de Valores, Recurso de Apelación contra la Resolución N°16 757 de fecha 29 de febrero de 2012 para su inmediata elevación a la Excma. Cámara de apelaciones en lo Comercial.

El 1 de marzo de 2012, la provincia de Chubut emitió el decreto N° 271 mediante el cual intimó a YPF para que en el término de 7 días hábiles presente un descargo con relación a supuestos incumplimientos de sus obligaciones de inversión en las concesiones de explotación El Trébol-Escalante; Campamento Central- Bella Vista Este- Cañadón Perdido y presente un plan de trabajo tendiente a subsanar los supuestos incumplimientos. Asimismo, con fecha 2 de marzo de 2012, la provincia de Santa Cruz mediante carta documento intimó a YPF a informar al Instituto de Energía de la provincia las supuestas razones técnicas, económicas y financieras por las cuales YPF habría omitido efectuar inversiones en las concesiones Barranca Yankowsky, Barranca Baya, Cañadón de la Escondida, Cerro Grande, Cañadón León, Cañadón Seco, Meseta Espinosa, Cañadón Vasco, Cañadón Yatel, Estancia Cholita, Estancia Cholita Norte, Cerro Guadal, Cerro Guadal Norte, Cerro Piedras, Los Sauces, El Guadal, Lomas del Cuy, Aguada Bandera, Los Monos, Cerro Bayo, la Cueva, Las Mesetas y Koluel Kaike. YPF responderá los requerimientos efectuados por ambas provincias y procederá a presentar los correspondientes descargos dentro del marco legal vigente.

Relación con Inversores
E-mail: inversoresypf@ypf.com
Website: www.ypf.com
Macacha Güemes 515
1106 Buenos Aires (Argentina)
Tel: 54 11 5441 1357
Fax: 54 11 5441 2113

4. TABLAS
Resultados 4° TRIMESTRE 2011

4.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos bajo Normas Contables Argentinas)

4T 2010	3T 2011	4T 2011	Var.% 4T11/4T10		Ene-Dic 2010	Ene-Dic 2011	Var.% 2011/2010
12.313	15.286	15.260	23,9%	Ventas netas	44.162	56.697	28,4%
(2.966)	(5.116)	(4.708)	58,7%	Compras	(9.631)	(18.211)	89,1%
(7.480)	(7.493)	(9.093)	21,6%	Costo de ventas y gastos operativos	(25.056)	(29.923)	19,4%
1.867	2.677	1.459	-21,9%	Utilidad operativa	9.475	8.563	-9,6%
1	24	11	1000,0%	Resultados de inversiones no corrientes	79	92	16,5%
(132)	3	50	137,9%	Otros egresos, netos	(155)	(62)	-60,0%
(45)	(15)	(292)	548,9%	Resultados financieros y por tenencia	(379)	(347)	-8,4%
1.691	2.689	1.228	-27,4%	Utilidad neta antes de imp. a las ganancias	9.020	8.246	-8,6%
(626)	(937)	(438)	-30,0%	Impuesto a las ganancias	(3.230)	(2.950)	-8,7%
1.065	1.752	790	-25,8%	Utilidad neta	5.790	5.296	-8,5%
2,71	4,45	2,01	-25,8%	Utilidad neta por acción	14,72	13,47	-8,5%
3.086	4.369	2.969	-3,8%	EBITDA	15.106	14.623	-3,2%

* EBITDA = Resultado Neto + intereses netos + impuesto a las ganancias + amortizaciones

4.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos bajo Normas Contables Argentinas)

	<u>31/12/2010</u>	<u>31/12/2011</u>
Activo Corriente		
Caja y bancos	570	899
Inversiones	1.957	562
Créditos por ventas	3.322	3.473
Otros créditos	3.089	3.090
Bienes de cambio	3.865	6.074
Total del activo corriente	<u>12.803</u>	<u>14.098</u>
Activo No Corriente		
Créditos por ventas	28	22
Otros créditos	1.587	989
Inversiones	594	633
Bienes de uso	31.567	39.650
Activos intangibles	10	7
Total del activo no corriente	<u>33.786</u>	<u>41.301</u>
Total del activo	<u>46.589</u>	<u>55.399</u>
Pasivo Corriente		
Cuentas por pagar	7.639	11.915
Préstamos	6.176	8.113
Remuneraciones y cargas sociales	421	569
Cargas fiscales	2.571	812
Previsiones	295	396
Total del pasivo corriente	<u>17.102</u>	<u>21.805</u>
Pasivo No Corriente		
Cuentas por pagar	5.616	6.880
Préstamos	1.613	4.654
Remuneraciones y cargas sociales	168	181
Cargas fiscales	523	623
Previsiones	2.527	2.521
Total del pasivo no corriente	<u>10.447</u>	<u>14.859</u>
Total del pasivo	<u>27.549</u>	<u>36.664</u>
Patrimonio Neto		
Total del pasivo y patrimonio neto	<u>46.589</u>	<u>55.399</u>

4.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos bajo Normas Contables Argentinas)

4T 2010	3T 2011	4T 2011		Ene-Dic 2010	Ene-Dic 2011
			Efectivo generado por las operaciones		
1.065	1.752	790	Utilidad neta	5.790	5.296
(1)	(24)	(11)	Resultados de inversiones no corrientes	(79)	(92)
1.159	1.446	1.447	Depreciación de bienes de uso	5.273	5.466
192	184	290	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso	572	941
676	185	178	Aumento / Disminución de provisiones	1.382	822
766	1.068	2.137	Cambios en activos y pasivos	(1.340)	1.776
32	-	10	Dividendos cobrados	40	37
160	72	(480)	Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	1.088	(1.476)
4.049	4.683	4.361	Efectivo neto generado por las operaciones	12.726	12.770
			Efectivo aplicado a las act. de inversión		
(3.132)	(3.202)	(4.335)	Adquisiciones de bienes de uso	(8.729)	(12.289)
(10)	6	(7)	Otros	105	11
(3.142)	(3.196)	(4.342)	Efectivo neto aplicado a las act. de inversión	(8.624)	(12.278)
			Efectivo aplicado a las act. de financiación		
(3.992)	(4.315)	(6.189)	Pago de préstamos	(13.454)	(17.748)
4.364	4.248	7.919	Préstamos obtenidos	14.178	21.742
(2.281)	-	(2.812)	Dividendos pagados	(4.444)	(5.565)
(1.909)	(67)	(1.082)	Efectivo neto aplicado a las act. de financiación	(3.720)	(1.571)
(1.002)	1.420	(1.063)	Aumento neto del efectivo	382	(1.079)
3.529	1.091	2.511	Efectivo al inicio del período	2.145	2.527
2.527	2.511	1.448	Efectivo al cierre del período	2.527	1.448
(1.002)	1.420	(1.063)	Aumento neto del efectivo	382	(1.079)

4.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2010					2011				
		1T	2T	3T	4T	Acum. 2010	1T	2T	3T	4T	Acum. 2011
Upstream											
Producción de crudo	Kbbl	22.393	22.586	22.579	20.386	87.944	21.787	16.731	20.974	21.773	81.264
Producción de NGL	Kbbl	5.146	4.402	4.199	5.142	18.889	4.794	4.012	4.066	5.520	18.392
Producción de gas	Mm3	3.298	3.625	3.687	3.306	13.916	3.163	3.061	3.212	3.046	12.482
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	48.282	49.790	49.972	46.320	194.364	46.476	39.995	45.239	46.450	178.160
Downstream											
Ventas de productos petrolíferos y otros*											
Mercado interno											
Motonaftas	Km3	897	827	879	967	3.570	998	901	1.000	1.043	3.942
Gasoil	Km3	1.990	1.981	2.001	2.196	8.168	2.081	2.188	2.217	2.189	8.675
JP1 y Kerosene	Km3	120	117	120	124	481	108	92	106	112	418
Fuel Oil	Km3	22	157	349	184	712	63	37	240	50	390
LPG	Km3	224	295	294	221	1.034	229	296	329	217	1.071
Otros***	Km3	495	447	668	594	2.204	437	469	674	656	2.236
Total mercado interno	Km3	3.748	3.824	4.311	4.286	16.169	3.916	3.983	4.566	4.267	16.732
Exportación											
Motonaftas	Km3	0	15	4	0	19	0	0	0	0	0
JP1 y Kerosene	Km3	131	119	126	131	507	145	126	127	146	544
Fuel Oil	Km3	230	61	0	1	292	0	0	0	0	0
LPG	Km3	125	59	33	89	306	85	76	39	92	292
Otros***	Km3	392	490	490	396	1.768	466	479	421	284	1.650
Total Exportación	Km3	877	744	653	617	2.892	696	681	587	522	2.486
Total Ventas prod. petrolíferos	Km3	4.625	4.568	4.964	4.903	19.061	4.612	4.664	5.153	4.789	19.218
Ventas de productos químicos											
Mercado interno											
Fertilizantes**	Ktn	72	120	154	174	520	84	249	336	217	886
Metanol	Ktn	32	40	64	61	197	54	78	72	70	274
Otros	Ktn	84	69	93	96	342	88	89	92	98	367
Total mercado interno	ktn	188	229	311	331	1.059	227	415	500	385	1.527
Exportación											
Fertilizantes**	Ktn	27	0	0	38	65	49	8	3	41	101
Metanol	Ktn	29	39	9	5	82	31	0	0	1	32
Otros	Ktn	25	17	17	21	80	19	15	15	15	64
Total Exportación	ktn	81	56	26	64	227	99	23	18	57	197
Total Ventas prod. químicos	ktn	269	285	337	395	1.286	326	438	518	442	1.724

* Incluye las ventas de Refinor al 50%

**Incluye las ventas de Profertil al 50%

*** Incluye principalmente ventas de nafta virgen, aceites y bases lubricantes, harinas, aceites, grasas, asfaltos, carbón residual y especialidades, 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)			
	2011			2010
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado	Consolidado
<i>Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas</i>				
Saldos al inicio del ejercicio	530	1	531	538
Revisiones de estimaciones anteriores	90	1	91	45
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	62		62	55
Producción del ejercicio ⁽²⁾	-99	-1	-100	-107
Saldos al cierre del ejercicio ⁽²⁾	<u>583⁽¹⁾</u>	<u>1</u>	<u>584</u>	<u>531⁽¹⁾</u>
<i>Reservas comprobadas desarrolladas</i>				
Comienzo del ejercicio	403	1	404	429
Cierre del ejercicio	436	1	437	404
<i>Reservas comprobadas No desarrolladas</i>				
Comienzo del ejercicio	127	-	127	109
Cierre del ejercicio	147	-	147	127
<i>Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas (al cierre del ejercicio)</i>				
	1	-	1	1

(1) Incluye líquidos de gas natural por 73 al 31 de diciembre de 2011 y por 76 al 31 de diciembre de 2010

(2) Las reservas comprobadas de crudo, condensados, y LGN (Líquidos del Gas Natural) incluyen un volumen estimado de aproximadamente 76 al 31 de diciembre de 2011 y 66 al 31 de Diciembre de 2010, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que 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 incluye un volumen estimado de aproximadamente 12 para el año 2011 y 13 para el año 2010 relativos a los citados pagos.

	Gas natural (millones de metros cúbicos)*			
	2011			2010
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado	Consolidado
<i>Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas</i>				
Saldos al inicio del ejercicio	71.660	63	71.723	75.656
Revisiones de estimaciones anteriores	4.658	36	4.694	8.547
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	2.939	-	2.939	1.436
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	-12.454	-29	-12.483	-13.916
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	<u>66.803</u>	<u>70</u>	<u>66.873</u>	<u>71.723</u>
<i>Reservas comprobadas desarrolladas</i>				
Comienzo del ejercicio	55.113	57	55.170	59.517
Cierre del ejercicio	49.773	63	49.836	55.170
<i>Reservas comprobadas No desarrolladas</i>				
Comienzo del ejercicio	16.546	6	16.552	16.140
Cierre del ejercicio	17.031	6	17.037	16.552
<i>Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas (al cierre del ejercicio)</i>				
	1.073	-	1.073	1.346

(1) Las reservas comprobadas de gas natural incluyen un volumen estimado de aproximadamente 7.192 al 31 de diciembre de 2011 y 7.277 al 31 de diciembre de 2010, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de gas natural incluye un volumen estimado de aproximadamente 1.359 para el año 2011 y 1.416 para el 2010 relativos a los citados pagos.

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

Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre YPF. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir declaraciones sobre planes, objetivos y expectativas actuales, incluyendo declaraciones en relación con tendencias que afecten a la situación financiera de YPF, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, así como planes, expectativas u objetivos de YPF respecto de gastos de capital, negocios, estrategia, concentración geográfica, ahorros de costes, inversiones y políticas de dividendos. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir también asunciones sobre futuras condiciones de tipo económico o de cualquier otro tipo, tales como los futuros precios del crudo u otros precios, márgenes de refino o marketing y tipos de cambio. Las estimaciones o proyecciones de futuro se identifican generalmente por el uso de términos como “espera”, “anticipa”, “pronostica”, “cree”, “estima”, “aprecia” y expresiones similares. Dichas declaraciones no constituyen garantías de un futuro cumplimiento, precios, márgenes, tipos de cambio o de cualquier otro suceso, y se encuentran sujetas a riesgos significativos, incertidumbres, cambios y otros factores que pueden estar fuera del control de YPF o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores identificados en los documentos registrados por YPF y sus filiales en la Comisión Nacional de Valores en Argentina y en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América.

Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, YPF no asume ninguna obligación -aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de informar públicamente de la actualización o revisión de estas manifestaciones de futuro.