



**SOCIEDAD ANONIMA**

Memoria

Estados Contables al 31 de Diciembre de 2011  
y Comparativos

Informe de los Auditores Independientes

Informe de la Comisión Fiscalizadora

## **Memoria**

### **(Información no cubierta por el Informe de los Auditores Independientes)**

Señores accionistas:

De conformidad con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, sometemos a vuestra consideración la Memoria y los Estados Contables correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2011.

La información contenida en la presente Memoria incluye el análisis y las explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados consolidados de las operaciones, y debe ser leída en forma conjunta con los Estados Contables de YPF S.A. (en adelante, indistintamente "YPF", "la Compañía", o "la Sociedad") y sus notas (en adelante, los "Estados Contables"). Dichos Estados Contables y sus notas han sido preparados de acuerdo con las normas contables vigentes en Argentina.

#### **Situación Macroeconómica**

El año 2011 no ha quedado al margen de lo ocurrido en sus dos precedentes, en cuanto a la incertidumbre en las principales variables que afectan la economía internacional, todo ello como consecuencia de los efectos financieros que se desataran a partir de la crisis que se iniciara a fines de 2008 en los Estados Unidos y que se extendiera en países de la Comunidad Económica Europea. En este contexto, las expectativas del comportamiento macroeconómico internacional continúan bajo señales de alerta, fundamentalmente frente a la situación de ciertos países de Europa, tal como es el caso de Grecia, y en base a ello, a partir de las medidas necesarias que los países que conforman el conglomerado antes mencionado adoptarán para finalmente revertir la situación antes indicada, evitando de esta forma un contagio en sus propias economías con las consecuencias que traería asociado.

El foco de atención se estima continuará puesto, entre otros, en implementar las medidas tendientes a recuperar la confianza en ciertos países de la zona del euro, especialmente a partir del fortalecimiento fiscal como así también a partir de la búsqueda de la solidez necesaria de los bancos afectados, buscando retomar una senda de crecimiento y aún más importante, evitar una nueva recesión.

El precio del petróleo crudo (cotización Brent), pese a las perspectivas de la economía mundial, ha manifestado su tendencia creciente durante 2011, fundamentalmente como consecuencia de la reducción de los inventarios en Estados Unidos, como así también a partir de problemas geopolíticos, especialmente en los principales países productores, que afectan el precio del barril, todo lo cual determinó que el barril de crudo alcance los US\$ 108,09 barril al cierre del cuarto trimestre (frente a los US\$ 93,23 al cierre de 2010), que representa un crecimiento de aproximadamente 15,9%.

Dentro del contexto mencionado previamente, el Fondo Monetario Internacional ("FMI") ha finalmente ajustado a la baja su estimación respecto al crecimiento de la actividad económica mundial durante el año 2011 siendo la misma de 3,8%, mientras que la estimación para 2012 es de 3,3%, aunque en distinta medida en diferentes regiones. Los precios de las materias primas han sufrido oscilaciones durante el corriente año, mostrando en parte los efectos del incremento en la demanda y ciertos trastornos en la oferta, como así también la incertidumbre respecto al crecimiento en los próximos años a partir de la crisis de confianza observada en ciertas economías.

Según el FMI se estima que el crecimiento de las economías emergentes mostrará cierta desaceleración, fundamentalmente a partir de los efectos derivados de las turbulencias en el entorno externo, como así también a partir de cierta desaceleración de la demanda interna, estimándose la presencia en algunos países de presiones inflacionarias a partir del sobrecalentamiento de sus economías. En el caso de la Argentina el crecimiento se apoya fundamentalmente en el impulso en el consumo interno y en la inversión, como asimismo en la presencia de sistemas financieros sanos que permiten reducir las expectativas negativas que podrían derivarse de una nueva crisis financiera que afecte la economía mundial. En materia de producción agrícola, no obstante existir expectativas de rendimiento en los cultivos de soja y maíz inferiores a las de la campaña correspondiente al año anterior, debido a la sequía que ha afectado recientemente a las principales regiones productoras del país, se espera una compensación positiva de dicho efecto a partir de la mayor área sembrada con relación al período antes mencionado. En materia de precios de los commodities exportables por la Argentina, se espera que los mismos tengan precios promedio inferiores a los de 2011, no obstante mantenerse en niveles elevados. Dentro de este contexto, y luego de una estimación de crecimiento del Producto Bruto Interno según el Banco Central de la República Argentina (BCRA) superior al 9% para el año 2011, el mismo organismo estima un crecimiento de 6% para el año 2012, todo ello suponiendo que no ocurra un colapso financiero internacional como el que se manifestara a fines del año 2008.

El tipo de cambio peso/dólar aumentó levemente para llegar a 4,3 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2011, resultando aproximadamente un 8% superior a la cotización observada a finales del 2010 (3,98 pesos por dólar). Al 31 de diciembre de 2011 el saldo de reservas internacionales del BCRA ascendía a aproximadamente 46.000 millones de dólares. Adicionalmente, y con relación al uso de reservas excedentes, se destaca en enero de 2011 la integración del Fondo de Desendeudamiento Argentino por US\$ 7.504 millones, destinado a la cancelación de los servicios de la deuda pública con tenedores privados correspondientes al Ejercicio Fiscal 2011, y en marzo, el destinado a pagos a organismos internacionales por US\$ 2.121 millones.

En materia de financiamiento al sector privado, durante el año 2011 se evidenció un elevado crecimiento de los préstamos otorgados (aproximadamente 48% comparado con 2010) Las tasas de interés en el mercado local por préstamos al sector privado no financiero aumentaron en promedio levemente durante 2011, con marcado incremento en los últimos tres meses del año, todo ello comparado con las tasas vigentes durante el año 2010.

De acuerdo a estimaciones preliminares del INDEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos), tanto las exportaciones como las importaciones mostraron crecimientos durante el período de 12 meses finalizado el 31 de Diciembre del año 2011, con relación al mismo período de 2010, siendo el saldo del balance comercial, de acuerdo a estimaciones preliminares, aproximadamente un 11% inferior en 2011 respecto al mismo período de 2010. En términos de exportaciones, fueron impulsadas fundamentalmente por las manufacturas de origen agropecuario e industrial, mientras que por otro lado, en términos de importaciones, se destacan incrementos en compras de combustibles, maquinaria, autopartes y otros insumos industriales, los cuales tienen en gran medida el objetivo de abastecer la evolución de la producción industrial y el mayor gasto en inversiones.

De acuerdo al BCRA, durante el año 2011, los ingresos y gastos públicos crecieron a una tasa promedio del 32% y 25%, respectivamente, en comparación con 2010. En consecuencia, según los datos preliminares, el resultado primario consolidado de la administración pública se estima que seguirá siendo positivo para el año 2011. En 2012, los ingresos fiscales nacionales se esperan que continúen creciendo en línea con la evolución esperada de la actividad económica y los flujos de la actividad comercial, mientras que para el gasto primario se prevé una desaceleración de su ritmo de expansión, debido principalmente a la eliminación parcial y gradual de los subsidios por parte del

Estado Nacional. Dentro de este contexto, durante el mes de Febrero de 2012 la Compañía fue notificada por la Secretaría de Energía de la eliminación temporal de los programas Petróleo Plus y Refino Plus, los cuales fueran creados con el objetivo incentivar la producción de gasoil y naftas y la producción de petróleo y el incremento de reservas a través de nuevas inversiones en exploración y producción.

Conforme la situación económica internacional y tal como surge de lo mencionado en párrafos precedentes, las publicaciones realizadas por diferentes organismos revelan estimaciones de crecimiento en la economía argentina para el año 2012, no obstante continuar sujeta al riesgo de ser afectada por factores endógenos y exógenos, tales como la consolidación del crecimiento económico y estabilidad financiera en países desarrollados y el comportamiento de los precios de las materias primas, todo lo cual tendría los consiguientes efectos sobre todas las variables macroeconómicas tales como recaudación fiscal, desempleo y balanza comercial, entre otros.

## **Consideraciones Generales**

### *Presentación de los estados contables*

Los Estados Contables de YPF han sido confeccionados de conformidad con las normas contables profesionales vigentes en Argentina, considerando las normas de la Comisión Nacional de Valores (CNV).

Los Estados Contables reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda en forma integral mediante la aplicación del método de reexpresión en moneda constante establecido por la Resolución Técnica N° 6 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("F.A.C.P.C.E.") y considerando lo establecido por la Resolución General N° 441 de la CNV, que estableció la discontinuación de la reexpresión de los estados contables en moneda constante a partir del 1 de marzo de 2003.

### *Características de la Sociedad*

Los precios promedios correspondientes a la cotización del barril de crudo Brent fueron US\$ 111,26, US\$ 79,61 y US\$ 61,74 en 2011, 2010 y 2009, respectivamente. No obstante las variaciones en las cotizaciones antes mencionadas, y como consecuencia de la Resolución del Ministerio de Economía y Producción N°394/07 vigente a partir de noviembre de 2007, que estableció un nuevo régimen de retenciones a las exportaciones para ciertos productos hidrocarburíferos y que significó en la práctica tope respecto a los valores que cada empresa puede obtener por la comercialización externa de hidrocarburos desde 2008 a la fecha, en el mercado interno los valores para la comercialización de crudo es producto de las negociaciones acordadas entre productores y refinadores en el mercado interno.

Durante 2011 las operaciones de YPF continuaron reportadas de acuerdo a las siguientes Unidades de Negocios:

- Exploración y Producción: exploración y producción, incluyendo las compras de gas, compras de petróleo crudo derivadas de contratos de servicios y concesiones, así como las ventas de petróleo crudo intersegmento y gas natural y sus derivados y generación eléctrica.
- Refino y Marketing: refinación, transporte, compra y comercialización de petróleo crudo a terceros y productos destilados.

- Química: las operaciones petroquímicas.
- Administración Central y otros: los gastos y activos de la administración central y las actividades de construcción.

Desde 1999, somos una sociedad controlada por Repsol YPF, una compañía integrada de petróleo y gas con sede central en España y operaciones en todo el mundo. Repsol YPF fue la propietaria de aproximadamente el 99% de nuestro capital accionario desde el año 2000 hasta el año 2008, cuando Petersen Energía adquirió en diferentes momentos acciones que representan el 15,46% de nuestro capital social. Durante 2011, Petersen Energía adquirió un 10% adicional de nuestro capital social en circulación, por lo que a la fecha de emisión de estos estados contables la participación de dicha sociedad en YPF asciende a 25,46%. Adicionalmente a lo mencionado precedentemente, Repsol YPF efectuó otras operaciones de ventas a terceros de acciones de nuestra Sociedad por lo que a la fecha de emisión de estos estados contables la participación de dicha sociedad en YPF asciende a aproximadamente a 57,43% de nuestro capital social.

## Producción de Petróleo y Gas

### Producciones consolidadas

El siguiente cuadro presenta la información relativa a la producción de petróleo y gas en bases consolidadas para los años finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009:

	<b>Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de</b>		
	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
	<b>(millones de barriles)</b>		
Producción de petróleo, condensado y líquidos	100	107	111

	<b>Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de</b>		
	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
	<b>(miles de millones de pies cúbicos)</b>		
Producción de gas natural	441	491	533

## Resultados de las operaciones

El siguiente cuadro presenta información financiera como porcentaje de las ventas netas para los ejercicios indicados:

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2011	2010	2009
	(% sobre ventas netas)		
Ventas netas.....	100,0	100,0	100,0
Costo de ventas.....	(74,0)	(67,7)	(67,5)
Utilidad Bruta .....	26,0	32,3	32,5
Gastos administrativos .....	(3,3)	(3,2)	(3,2)
Gastos de comercialización.....	(6,6)	(6,8)	(7,3)
Gastos de exploración.....	(1,0)	(0,8)	(1,6)
Utilidad operativa .....	15,1	21,5	20,4

2011 comparado con 2010

### *La Sociedad*

Las ventas netas en 2011 fueron de \$ 56.697 millones, lo que representa un aumento del 28,4% en comparación con la suma de \$ 44.162 millones en 2010. Este aumento se debió entre otros al incremento en los volúmenes vendidos en prácticamente la totalidad de nuestras naftas y gas oil, a la adecuación de los precios promedio obtenidos por la Sociedad en el mercado interno para el gas oil y las naftas, como así también como consecuencia de la recuperación en el precio internacional de referencia del petróleo crudo (el barril de crudo Brent subió alrededor del 40% en su promedio del año 2011 respecto al año anterior), lo cual tiene su impacto en los precios de ciertos productos vendidos en el mercado doméstico, tales como el fuel oil y algunos petroquímicos, entre otros. Adicionalmente, y tal como se menciona en párrafos precedentes, los ingresos correspondientes al año 2011 se vieron afectados negativamente por la suspensión temporal del programa Petróleo Plus, el cual ha sido aplicado con efecto retroactivo, lo cual determina un impacto en términos comparativos contra el año 2010 de aproximadamente US\$ 355 millones.

El costo de ventas en 2011 fue de \$ 41.932 millones, en comparación con los \$ 29.899 millones en 2010, lo que representa un aumento del 40,2%. Este incremento se debió, por una parte, al aumento en el importe de las compras de crudo a otros productores, el cual estuvo motivado principalmente en los mayores volúmenes comprados para reemplazar parcialmente los menores volúmenes producidos, especialmente debido a los conflictos gremiales acontecidos en las provincias de Santa Cruz y Chubut que afectaron el normal desarrollo de las actividades de la Sociedad durante el segundo trimestre de 2011, como asimismo en los mayores precios pagados (aproximadamente 22% medidos en pesos) fundamentalmente como consecuencia de los ajustes de precios entre los productores y refinadores locales atento a la evolución del mercado, y en menor medida, teniendo en cuenta el efecto del incremento en el tipo de cambio, ya que los mismos son fijados en dólares. Por otra parte, también se realizaron mayores importaciones de gas oil de bajo contenido de azufre destinado a la elaboración de nuestro gas oil Premium y de gas oil automotor común, todo ello para cumplir con los mayores volúmenes demandados de estos productos en el mercado local y permitir asimismo cumplir con los requerimientos regulatorios vigentes en la materia. Cabe destacar también que en 2011 se incrementaron los precios y volúmenes de las compras de biocombustibles (especialmente de biodiesel y bioetanol) para incorporar a nuestros combustibles líquidos, en

cumplimiento de las disposiciones vigentes. En cuanto a los costos de producción, se han registrado aumentos, entre otros, en las regalías de crudo, por una mayor valorización en boca de pozo de los volúmenes producidos, aunque esto fue sólo parcialmente compensado por los menores volúmenes de crudo producidos atento a lo mencionado en el párrafo precedente, como así también incrementos en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios e incrementos en costos salariales, todo ello como consecuencia de las negociaciones con las respectivas entidades de representación gremial y en línea con la evolución general de la economía, según se menciona en párrafos precedentes, todo lo cual afecta el costo de producción del crudo.

Los gastos de administración correspondientes a 2011 presentan un aumento de \$ 476 millones (33%) frente al año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2011, como así también debido a mayores cargos por honorarios y retribuciones por servicios, especialmente vinculados a contrataciones de servicios informáticos y licencias por uso de software, todo ello consecuentemente con los incrementos de precios generales en la economía y a partir, entre otros, de la evolución de crecimiento de la misma.

Los gastos de comercialización en 2011 ascendieron a \$ 3.723 millones, comparados con \$ 3.015 millones en 2010, lo que representa un incremento del 23,5%, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculado principalmente a las mayores ventas de combustibles en el mercado interno, como así también por el incremento en las tarifas correspondientes a partir del incremento de precios generales en la economía, ambos efectos ya mencionados precedentemente. También afectan a este rubro los incrementos salariales acordados y los mayores cargos por publicidad y actividades promocionales.

Los gastos de exploración en 2011 tuvieron un incremento de \$ 230 millones frente al año anterior, fundamentalmente como resultado de la actividad exploratoria desarrollada en la cuenca de Malvinas en el presente año.

Los efectos mencionados determinaron que la utilidad operativa en 2011 alcance los \$ 8.563 millones, en comparación con los \$ 9.475 millones correspondientes al año 2010, siendo los márgenes operativos (utilidad operativa dividida por ventas netas) del 15,1% y 21,5%, respectivamente y para los años mencionados.

Los resultados financieros y por tenencia correspondientes al año 2011 fueron negativos en \$ 347 millones, en comparación con los \$ 379 millones negativos correspondientes al año 2010. Esta variación se produjo fundamentalmente como consecuencia de los resultados por tenencia de bienes de cambio positivos durante el año 2011 y frente a los menores resultados que se produjeran en igual período de 2010, todo ello sobre la base de los mayores costos de producción que impactan en el valor de los stocks (y consecuentemente luego en el costo de ventas) de la Sociedad, todo lo cual se vio sólo parcialmente compensado por una mayor incidencia, comparando ambos períodos, de las diferencias de cambio negativas provocadas por la devaluación del peso respecto al dólar, teniendo en cuenta la posición financiera neta pasiva de la Sociedad en dicha moneda.

El cargo por impuesto a las ganancias en el año 2011 alcanzó los \$ 2.950 millones, respecto de los \$ 3.230 millones correspondientes al año 2010, como lógica consecuencia de un menor resultado antes de impuesto en razón de las causas mencionadas en párrafos anteriores. Como consecuencia de la registración del pasivo por impuesto diferido originado en el ajuste por inflación, todo ello de acuerdo a las normas contables vigentes, la tasa efectiva de impuesto a las ganancias (impuesto a las ganancias dividido el resultado antes de impuesto a las ganancias) se aproxima a la tasa nominal (35%), no obstante ser los pagos efectivamente realizados superiores a esta última a partir de la

imposibilidad legal de deducir impositivamente la amortización correspondiente al ajuste por inflación de los bienes de uso.

En base a todo lo anterior, la utilidad neta correspondiente al año 2011 fue de \$ 5.296 millones, en comparación con \$ 5.790 millones para el año 2010, lo que representa una disminución del 8,5%.

### ***Exploración y Producción***

Las ventas netas del segmento Exploración y Producción en 2011 ascendieron a \$ 25.109 millones, lo que representa un aumento del 9,1% respecto de los \$ 23.020 millones correspondientes al año 2010. Las ventas intersegmento, que fundamentalmente consistieron en ventas de petróleo crudo, se incrementaron en \$ 2.701 millones en 2011, debido al incremento de aproximadamente un 26% (20% si se lo mide en dólares) del precio interno promedio del año correspondiente a las transferencias entre segmentos de negocio, las cuales recogen la evolución de los precios del mercado doméstico para nuestra canasta de crudos, todo lo cual fue sólo parcialmente compensado por la disminución del 8,4% en los volúmenes transferidos, todo ello comparado con los precios y volúmenes de transferencia correspondientes al año anterior. Con respecto al precio promedio del gas natural vendido en el mercado interno, se observa una parcial recomposición de los mismos durante el año 2011 respecto al año anterior, fundamentalmente en algunas industrias en el mercado argentino, especialmente en las ventas a nuestra compañía participada MEGA, cuyo contrato se rige por la cotización de parámetros internacionales, que acompañaron la evolución del precio internacional del crudo comentada anteriormente. Adicionalmente, y tal como se menciona en párrafos precedentes, los ingresos correspondientes al año 2011 se vieron afectados negativamente por la suspensión temporal del programa Petróleo Plus, el cual ha sido aplicado con efecto retroactivo, lo cual determina un impacto en términos comparativos contra el año 2010 de aproximadamente US\$ 355 millones.

La utilidad operativa del segmento de Exploración y Producción disminuyó un 19,9% hasta \$ 4.977 millones en 2011 en comparación con los \$ 6.210 millones registrados en 2010. El aumento de las ventas de petróleo crudo mencionado en el párrafo anterior fue más que compensado por el incremento de los gastos operativos. Los gastos operativos aumentaron un 19,8% debido fundamentalmente a aumentos en los trabajos y servicios contratados, a partir de los esfuerzos realizados por la Sociedad para incrementar el índice de reemplazo de reservas (incorporaciones de reservas versus producción) el cual ha alcanzado valores destacables durante los años 2010 y 2011 para YPF, como así también a partir de los aumentos de costos ocurridos en términos generales, y al incremento de \$ 404 millones en las regalías de crudo, debido al mayor precio en boca de pozo utilizado para el cálculo de las mismas, según se menciona precedentemente. También ha tenido incidencia en el incremento registrado en los gastos operativos del segmento, el efecto de los días caídos de producción por los conflictos gremiales que tuvieron lugar en las provincias de Santa Cruz y Chubut en el segundo trimestre del año 2011, los cuales afectaron sustancialmente las actividades de la Sociedad en esa región en el mencionado período, y fundamentalmente a partir de los costos operativos que la misma debió afrontar en dichos casos aún sin estar en actividad plena.

Cabe mencionar también que los gastos exploratorios se han incrementado en \$ 230 millones respecto al año 2010, principalmente como resultado de la actividad exploratoria desarrollada en la cuenca de Malvinas en el presente año. Asimismo amerita destacarse también que la actividad exploratoria desarrollada a partir del compromiso de la Sociedad en materia de búsqueda de nuevos recursos en la Argentina, y dentro de lo que se encuentra la exploración de recursos no convencionales lo cual implica la concentración de importantes recursos de la Sociedad, continuó siendo uno de sus objetivos estratégicos, habiéndose destinado a la actividad mencionada durante 2011 aproximadamente 1.731 millones de pesos, 1.121 millones más que en 2010.



La producción promedio de petróleo en 2011 disminuyó un 6,8% con respecto al año 2010, alcanzando los 273 mil barriles diarios, principalmente como consecuencia de los conflictos gremiales antes mencionados. La producción de gas natural en 2011 disminuyó el 10,3% hasta 1.208 millones de pies cúbicos por día desde 1.346 millones de pies cúbicos por día en 2010. Esta disminución, además de la incidencia de los conflictos gremiales acontecidos en la provincia de Santa Cruz en el segundo trimestre de 2011, fue también consecuencia de la declinación natural de la producción de nuestros campos, dada la característica general de madurez de los mismos.

### ***Refino y Marketing***

Las ventas netas en 2011 fueron de \$ 49.544 millones, lo que representa un incremento del 34,7% con respecto a \$ 36.794 millones en ventas netas registradas en 2010. Dicho aumento se explica entre otros como fruto del incremento de los volúmenes vendidos en todas las líneas de naftas y gasoil, especialmente de aquellos productos correspondientes a la línea premium (N-Premium y Eurodiesel), como así también de la adecuación de los precios promedio del gas oil y las naftas en el mercado interno, siendo estos los dos productos principales del segmento. No obstante los incrementos antes mencionados, los precios locales de los productos que comercializa la Sociedad permanecieron aún por debajo de los precios internacionales para los productos refinados. Asimismo cabe destacar, que en el mercado interno también se registraron mejoras en los precios de aquellos productos que se rigen por marcadores de precios internacionales, como el propileno, entre otros.

La utilidad operativa se incrementó a \$ 3.649 millones en 2011, con respecto a los \$ 3.313 millones registrados en 2010. Dicho aumento se debió entre otros a los incrementos en los volúmenes comercializados en el mercado interno, como así también a la adecuación de precios de los productos comercializados, según se menciona en el párrafo precedente, compensado por los incrementos en los costos operativos, y según se describe a continuación. En este orden, en cuanto a las compras de petróleo crudo, que representan aproximadamente el 90% de sus costos operativos, el segmento registró un aumento de aproximadamente 26% en el precio promedio pagado por el petróleo crudo a nuestra unidad de negocio de Exploración y Producción, incremento que reflejó los ajustes de precios entre los productores y refinadores locales atento a la evolución del mercado, y teniendo en cuenta las calidades de crudo respectivas, hecho que también afectó los costos de compra de crudo a terceros de la unidad bajo análisis. Adicionalmente, se registró un aumento del 29% en el costo de refinación, excluyendo el costo del petróleo crudo mencionado precedentemente, principalmente a causa de los mayores costos de las contrataciones de obras y servicios, de los consumos de energía eléctrica, vapor y otros suministros, así como también a causa de los incrementos y ajustes salariales reconocidos a lo largo del presente ejercicio, tanto al personal propio como al de contratistas. El costo de refinación por barril, que calculamos como el costo de las ventas del segmento en el período, menos el costo de compra de petróleo crudo, dividido por el número de barriles procesados en el período, fue en promedio de \$ 22,9 en 2011, en comparación con \$ 17,8 en 2010.

La producción diaria promedio de nuestras refinerías en 2011, considerando asimismo los volúmenes procesados por Refinería del Norte S.A. ("Refinor"), sociedad bajo control conjunto, alcanzó a 290 mil barriles, lo que representa una leve disminución de 4,6% sobre los 304 mil barriles por día procesados en 2010. Esta disminución, además de la incidencia de los paros de planta del año 2011, fue consecuencia de la menor disponibilidad de crudo y de los conflictos sindicales mencionados precedentemente.

## **Química**

Las ventas netas en 2011 aumentaron el 11,7% a \$ 4.820 millones con respecto a los \$ 4.316 millones, correspondiente a 2010. Dicho incremento se atribuye principalmente a la mejora en los precios de ventas en el mercado interno, especialmente en las líneas de metanol y productos aromáticos, así como también a los mayores volúmenes comercializados de estos mismos productos. Asimismo, otro factor positivo que ha contribuido al incremento previamente mencionado han sido los mayores volúmenes y los mayores precios percibidos por las ventas a Refino, de bases octánicas y metanol, utilizados en la elaboración de combustibles líquidos.

La utilidad operativa de este segmento se incrementó aproximadamente 66% hasta los \$ 1.451 millones en 2011 con respecto a los \$ 874 millones obtenidos en 2010, lo cual se explica fundamentalmente por nuestra participación en Profertil, y por los mejores márgenes en las diferentes líneas de productos aromáticos elaborados en el Complejo Industrial Ensenada y en la planta de Metanol. Con respecto a los resultados obtenidos por nuestra participación en Profertil S.A. en el año 2011, los mismos se incrementaron con respecto a los obtenidos en el año 2010, debido fundamentalmente al efecto positivo de los mayores volúmenes de urea y otros fertilizantes vendidos por esta compañía en el mercado local y en el mercado externo y a los mejores precios obtenidos por estos productos, tanto en el mercado local como en el externo.

### **Administración central y otros**

En el ejercicio 2011, las pérdidas operativas por gastos administrativos y otros alcanzaron los \$ 1.383 millones, un 45,3% superiores a las del ejercicio anterior, siendo las principales causas los mayores sueldos y cargas sociales, los mayores honorarios y retribuciones por servicios, especialmente vinculados a contrataciones de servicios informáticos y licencias por uso de software, y las mayores erogaciones por publicidad, sumado al efecto de una ganancia operativa levemente menor obtenida por nuestra sociedad controlada A – Evangelista S.A., la cual es imputada a este segmento, y a los ingresos vinculados a servicios de apoyo, fundamentalmente en materia informática, reconocidos durante el año 2010 y que fueran brindados a sociedades relacionadas.

2010 comparado con 2009

#### *La Sociedad*

Las ventas netas en 2010 fueron de \$ 44.162 millones, lo que representa un aumento del 28,7% en comparación con la suma de \$ 34.320 millones en 2009. Este aumento se debió entre otros al incremento en los mayores volúmenes vendidos en las líneas premium de naftas y gasoil (nafta N-Premium y Eurodiesel), a la adecuación de los precios promedio obtenidos por la Sociedad en el mercado interno para el gas oil y las naftas, como así también como consecuencia de la recuperación en el precio del WTI (alrededor del 29% en su promedio del año 2010 respecto al año anterior), lo cual es recogido por los precios de ciertos productos vendidos en el mercado doméstico, tales como el LPG, combustible de aviación y algunos petroquímicos. Durante el año 2010 la Sociedad continuó con los esfuerzos exigidos por el Programa Petróleo Plus implementado por la Administración Nacional, que permitieron reforzar nuestro compromiso asociado a explotar y desarrollar los recursos energéticos disponibles que permitan satisfacer los requerimientos de la demanda doméstica de combustibles, todo lo cual dio lugar a la registración del incentivo asociado al mismo en los años bajo análisis.

El costo de ventas en 2010 fue de \$ 29.899 millones, en comparación con los \$ 23.177 millones en 2009, lo que representa un aumento del 29,0%. Este incremento se debió, por una parte, al aumento en el importe de las compras de crudo a otros productores, el cual se debió principalmente a los mayores precios pagados (25% medidos en pesos) teniendo en cuenta que los mismos son fijados en dólares, con el consecuente efecto de la devaluación, como asimismo a raíz de los ajustes de precios entre los productores y refinadores locales atento a la evolución del mercado, habiendo sido los volúmenes adquiridos muy similares a los registrados en 2009. Por otra parte, también se realizaron mayores importaciones de gas oil de bajo contenido de azufre destinado a la elaboración de nuestro gas oil premium, de naftas y de fertilizantes, todo ello para cumplir con los mayores volúmenes demandados de estos productos en el mercado local y permitir asimismo cumplir con los requerimientos regulatorios vigentes en la materia. Cabe destacar también que en 2010 se efectuaron compras de biocombustibles (biodiesel y bioetanol) para incorporar a nuestros combustibles líquidos, en cumplimiento de las disposiciones que entraron en vigencia al respecto. En cuanto a los gastos de producción, cabe mencionar que se registró un incremento en las regalías de crudo, por una mayor valorización en boca de pozo de los volúmenes producidos, relacionada con el incremento de los precios según se menciona previamente, como así también se han registrado incrementos en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios, incrementos en costos salariales, en el cargo por amortizaciones, todo lo cual afecta el costo de producción del crudo, como así también en cargos vinculados a compromisos contractuales.

Los gastos exploratorios registrados en resultados en 2010, ascendieron a \$ 344 millones. Los mismos fueron inferiores en relación a los registrados el año anterior, fundamentalmente por la imputación a resultados durante 2009 de las erogaciones correspondientes a la campaña en la cuenca del Golfo San Jorge Marina y que se iniciara durante el año 2008, circunstancia que tuvo un impacto superior, en términos negativos, que los registrados por la actividad exploratoria durante el año 2010 en la cuenca Neuquina y Noroeste. No obstante lo mencionado precedentemente, la actividad exploratoria continuó siendo uno de los objetivos estratégicos de la Sociedad, habiéndose erogado durante 2010 aproximadamente 610 millones de pesos.

Los gastos de administración correspondientes a 2010 presentan un aumento de \$ 327 millones (29,7%) frente al año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, ocasionados principalmente por la centralización en sectores corporativos de funciones que anteriormente se realizaban en las distintas unidades de negocios y a los ajustes salariales, como así también debido a mayores cargos por honorarios y retribuciones por servicios, especialmente vinculados a contrataciones de servicios informáticos y licencias por uso de software, y a mayores cargos por publicidad, todo ello consecuentemente con los incrementos de precios generales en la economía y a partir, entre otros, de la evolución de crecimiento de la misma.

Los gastos de comercialización en 2010 ascendieron a \$ 3.015 millones, comparados con \$ 2.490 millones en 2009, lo que representa un incremento del 21,1%, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculado principalmente a las mayores ventas de combustibles en el mercado interno y externo, según se menciona precedentemente, como así también al incremento en las tarifas correspondientes a partir del incremento de precios generales en la economía tal como se menciona en el párrafo precedente.

Los efectos mencionados determinaron que la utilidad operativa en 2010 alcance los \$ 9.475 millones, en comparación con los \$ 6.999 millones correspondientes al año 2009.

Los márgenes operativos (utilidad operativa dividida por ventas netas) fueron del 21,5% y 20,4% en 2010 y 2009, respectivamente.

Los resultados financieros y por tenencia correspondientes al año 2010 fueron negativos en \$ 379 millones, en comparación con los \$ 1.242 millones negativos correspondientes al año 2009. Esta variación se produjo fundamentalmente como consecuencia de los resultados por tenencia de bienes de cambio positivos durante el año 2010 y frente a los resultados levemente negativos que se produjeran en 2009, todo ello sobre la base de los mayores costos de producción que impactan en el valor de los stocks (y consecuentemente luego en el costo de ventas) de la Sociedad, como así también a las menores diferencias de cambio negativas provocadas por la menor devaluación del peso respecto al dólar durante el año 2010 en comparación con el año 2009, teniendo en cuenta la posición financiera neta pasiva de la Sociedad en dicha moneda.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al año 2010 aumentó a \$ 3.230 millones, respecto de los \$ 2.218 millones correspondientes al año 2009, motivado como consecuencia del mayor resultado antes de impuesto en razón de las causas mencionadas en párrafos anteriores. La registración del pasivo por impuesto diferido originado en el ajuste por inflación, la cual ha provocado la modificación de los saldos iniciales según se menciona en la Nota 1.b a los estados contables básicos de YPF, determina que la tasa efectiva de impuesto a las ganancias (impuesto a las ganancias dividido el resultado antes de impuesto a las ganancias) se aproxime a la tasa nominal (35%), no obstante ser los pagos efectivamente realizados superiores a esta última a partir de la imposibilidad legal de deducir impositivamente la amortización correspondiente al ajuste por inflación de los bienes de uso.

En base a todo lo anterior, la utilidad neta correspondiente al año 2010 fue de \$ 5.790 millones, en comparación con \$ 3.689 millones para el año 2009, lo que representa un aumento del 57,0%.

### ***Exploración y Producción***

Las ventas netas del segmento Exploración y Producción en 2010 ascendieron a \$ 23.020 millones, lo que representa un aumento del 15,2% respecto de los \$ 19.981 millones correspondientes al año 2009. Las ventas intersegmento, que fundamentalmente consistieron en ventas de petróleo crudo, se incrementaron en \$ 2.955 millones en 2010, debido al incremento de aproximadamente un 20% (15% si se lo mide en dólares) del precio interno promedio del año de las transferencias entre segmentos de negocio, lo cual fue sólo levemente compensado por la disminución del 2,5% en los volúmenes transferidos, todo ello con respecto al promedio correspondiente al año anterior. Estos efectos positivos a su vez se vieron potenciados por el ingreso devengado correspondiente al incentivo Petróleo Plus implementado por la Administración Nacional, tal como fue mencionado anteriormente. Con respecto al precio promedio del gas natural vendido en el mercado interno, se observa una parcial recomposición de los mismos durante el año 2010 respecto al año anterior, fundamentalmente en el segmento de usinas y en algunas industrias en el mercado argentino, especialmente en las ventas a nuestra compañía participada MEGA, cuyo contrato se rige por la cotización de parámetros internacionales, que acompañaron la evolución del precio del crudo WTI comentada anteriormente.

La utilidad operativa del segmento de Exploración y Producción se incrementó un 15,4% hasta \$ 6.210 millones en 2010 en comparación con los \$ 5.379 millones registrados en 2009, debido al aumento de las ventas de petróleo crudo, lo cual fue compensado por un incremento en los gastos operativos. Los gastos operativos aumentaron un 15,1% debido fundamentalmente a aumentos en los trabajos y servicios contratados, a partir de los esfuerzos realizados por la Sociedad para incrementar el índice de reemplazo de reservas (incorporaciones de reservas versus producción) el cual ha alcanzado valores destacables durante el año 2010 para YPF, como así también a partir de los aumentos de costos ocurridos en términos generales, al incremento de costos vinculados

compromisos contractuales teniendo en cuenta los requerimientos de los acuerdos vigentes y las estimaciones de la Gerencia, y al incremento de \$ 395 millones en las regalías de crudo, debido al mayor precio en boca de pozo utilizado para el cálculo de las mismas, según se menciona precedentemente.

Cabe mencionar también que los gastos exploratorios han disminuido en \$ 208 millones respecto al año 2009, principalmente como consecuencia de que las perforaciones improductivas ocurridas en 2009 en la cuenca marina del golfo San Jorge y en la cuenca Austral fueron de un costo mayor a las llevadas a cabo en 2010 en las cuencas Neuquina y Noroeste de Argentina. No obstante lo mencionado precedentemente, la actividad exploratoria desarrollada a partir del compromiso de la Sociedad en materia de búsqueda de nuevos recursos en la Argentina, continuó siendo uno de sus objetivos estratégicos, habiéndose erogado durante 2010 aproximadamente 610 millones de pesos.

La producción promedio de petróleo en 2010 se mantuvo en niveles similares a los obtenidos en el año 2009, alcanzando los 293 mil barriles diarios. La producción de gas natural en 2010 disminuyó el 7,8% hasta 1.346 millones de pies cúbicos por día desde 1.460 millones de pies cúbicos por día en 2009. Esta disminución fue fundamentalmente consecuencia de la declinación natural de la producción de nuestros campos, dada la característica general de madurez de los mismos, como asimismo a la disminución en la demanda por parte de usinas, en el caso del gas natural.

### ***Refino y Marketing***

Las ventas netas en 2010 fueron de \$ 36.794 millones, lo que representa un incremento del 33,5% con respecto a \$ 27.562 millones en ventas netas registradas en 2009. Dicho aumento se explica entre otros como fruto del incremento de los volúmenes vendidos en todas las líneas de naftas y gasoil, especialmente de aquellos productos correspondientes a la línea premium (N-Premium y Eurodiesel), como así también de la adecuación de los precios promedio del gas oil y las naftas en el mercado interno, siendo estos los dos productos principales del segmento. No obstante los incrementos antes mencionados, los precios locales de los productos que comercializa la Sociedad permanecieron aún por debajo de los precios internacionales para los productos refinados. Asimismo cabe destacar, que en el mercado interno también se registraron mejoras en los precios de aquellos productos que se rigen por marcadores de precios internacionales, como el combustible de aviación y el gas licuado de petróleo.

La utilidad operativa se incrementó a \$ 3.313 millones en 2010, con respecto a los \$ 1.896 millones del mismo período en 2009. Dicho aumento se debió entre otros a los incrementos en los volúmenes comercializados en el mercado interno, como así también a la adecuación de precios de los productos comercializados. En cuanto a las compras de petróleo crudo, que representan aproximadamente el 90% de sus costos operativos, el segmento registró un aumento de aproximadamente 20% en el precio promedio pagado por el petróleo crudo a nuestra unidad de negocio de Exploración y Producción, incremento que reflejó los ajustes de precios entre los productores y refinadores locales atento a la evolución del mercado, y teniendo en cuenta las calidades de crudo respectivas, hecho que también afectó los costos de compra de crudo a terceros de la unidad bajo análisis. Adicionalmente, se registró un aumento del 20% en el costo de refinación, excluyendo el costo del petróleo crudo mencionado precedentemente, principalmente a causa de los mayores costos de los consumos de energía eléctrica, vapor y otros suministros, de las contrataciones de obras y servicios, así como también a causa de los incrementos y ajustes salariales reconocidos a lo largo del presente ejercicio. El costo de refinación por barril, que calculamos como el costo de las ventas del segmento en el período, menos el costo de compra de petróleo crudo, dividido por el número de barriles procesados en el período, fue de \$ 17,8 en 2010, en comparación con \$ 14,8 en 2009.

La producción diaria promedio de nuestras refinerías en 2010, considerando asimismo los volúmenes procesados por Refinería del Norte S.A. ("Refinor"), sociedad bajo control conjunto, alcanzó a 304 mil barriles, lo que representa una leve disminución de 1,9% sobre los 310 mil barriles por día procesados en 2009.

### **Química**

Las ventas netas en 2010 aumentaron el 42,1% a \$ 4.316 millones con respecto a los \$ 3.037 millones, correspondiente a 2009. Dicho incremento se atribuye principalmente a la mejora en los precios de ventas en el mercado interno, especialmente en las líneas de metanol y productos aromáticos, así como también a los mayores volúmenes comercializados de fertilizantes. Asimismo, otro factor positivo que ha contribuido al incremento previamente mencionado han sido los mayores volúmenes y los mayores precios percibidos por las ventas a Refino, de aditivos aromáticos como tolueno y xileno, utilizados en la elaboración de combustibles líquidos. En el mercado externo, las ventas netas aumentaron en 2010, tanto en volúmenes, especialmente de refinado parafínico liviano, como fundamentalmente en el precio promedio de los productos petroquímicos exportados como consecuencia de la suba en los precios internacionales de referencia que se observó en 2010 y con respecto a los observados en 2009, de manera similar a lo comentado al respecto en los otros segmentos de negocios.

La utilidad operativa de este segmento se incrementó un 56,4% hasta los \$ 874 millones en 2010 con respecto a los \$ 559 millones obtenidos en 2009, lo cual se explica fundamentalmente por los mejores márgenes en las diferentes líneas de productos aromáticos elaborados en el Complejo Industrial Ensenada. Con respecto a los resultados obtenidos por nuestra participación en Profertil S.A. en el año 2010, los mismos se mantuvieron en niveles similares a los obtenidos en el año 2009, debido fundamentalmente a que el efecto positivo de los mayores volúmenes de urea y otros fertilizantes vendidos por esta compañía en el mercado local y de los mejores precios obtenidos por estos productos, tanto en el mercado local como en el externo, se ha visto compensado por una marcada disminución en los volúmenes exportados de urea granulada.

### **Administración central y otros**

En el ejercicio 2010, las pérdidas operativas por gastos administrativos y otros alcanzaron los \$ 952 millones, un 16,1% superiores a las del ejercicio anterior, siendo las principales causas los mayores sueldos y cargas sociales, los mayores honorarios y retribuciones por servicios, especialmente vinculados a contrataciones de servicios informáticos y licencias por uso de software, y las mayores erogaciones por publicidad, compensados parcialmente con una ganancia operativa levemente mayor obtenida por nuestra sociedad controlada A – Evangelista S.A., la cual es imputada a este segmento, y por ingresos vinculados a servicios de apoyo, fundamentalmente en materia informática, que fueran brindados a sociedades relacionadas.

### **Liquidez y Recursos de Capital**

Los fondos netos generados por las actividades operativas en 2011 fueron de \$ 12.770 millones, en comparación con los \$ 12.726 millones en 2010.

Las principales aplicaciones de fondos en actividades de inversión y financiación en 2011 incluyeron \$ 12.289 millones destinados al pago de inversiones realizadas en bienes de uso, que corresponden principalmente a inversiones realizadas por nuestra unidad de negocio de Exploración y Producción, como así también a las inversiones realizadas en nuestras refinerías y según se menciona en párrafos precedentes y \$ 5.565 millones en pagos de dividendos. Estas aplicaciones

también se afrontaron con \$ 3.994 millones de fondos netos correspondientes a préstamos obtenidos. Las principales aplicaciones de fondos en actividades de inversión y financiación en 2010 incluyeron \$ 8.729 millones destinados al pago de inversiones realizadas en bienes de uso, que corresponden principalmente a inversiones realizadas por nuestra unidad de negocio de Exploración y Producción, \$ 4.444 millones en pagos de dividendos, mientras que los fondos netos provenientes de financiación ascendieron durante el año 2010 a \$ 724 millones.

Las inversiones de capital y exploración durante 2011 han sido de \$ 13.639 millones en comparación con \$ 8.961 millones del año anterior. Del monto total correspondiente al año 2011, aproximadamente el 67% correspondieron al negocio de Exploración y Producción, 23% a Refino y Marketing, 8% a Química y 2% a Administración Central y otros.

Las inversiones de capital y exploración durante 2010 han sido de \$ 8.961 millones en comparación con \$ 5.832 millones del año anterior. Del monto total correspondiente al año 2010, aproximadamente el 70% correspondieron al negocio de Exploración y Producción, 20% a Refino y Marketing, 8% a Química y 2% a Administración Central y otros.

Como consecuencia del Acuerdo firmado entre Repsol YPF y el Grupo Petersen, las Partes han acordado una política de dividendos que resulte satisfactoria para las Partes y que contribuya a la caracterización de las acciones de la Compañía en los mercados como particularmente atractivas para lograr una adecuada relación entre los dividendos y las ganancias de la compañía (pay out). En este orden, las Partes acordaron distribuir en forma de dividendo el noventa por ciento (90%) de las utilidades de la Compañía, que serán satisfechos en dos (2) pagos cada año.

El total de préstamos al 31 de diciembre de 2011 es de \$ 12.767 millones, de los cuales \$ 8.113 millones corresponden al corto plazo y \$ 4.654 millones al largo plazo. Aproximadamente el 85% de los préstamos al 31 de diciembre de 2011 han sido contraídos en dólares.

Al 31 de diciembre de 2011, el patrimonio neto de la Sociedad ascendía a \$ 18.735 millones, que incluye la reserva legal de \$ 2.007 millones. De acuerdo con lo establecido por la Ley N°19.550 de Sociedades Comerciales, 5% de la utilidad neta del ejercicio debe ser apropiada a reserva legal hasta que la misma alcance el 20% del capital social. Al 31 de diciembre de 2011, la reserva legal se encuentra totalmente integrada en el 20% del capital social por \$ 2.007 millones.

## **Operaciones con sociedades relacionadas**

Durante 2011 hubo compras y/o ventas y operaciones de financiación con sociedades relacionadas, las que fueron detalladas en la Nota 7 a los estados contables básicos.

## **Política de remuneraciones al Directorio y planes de bonificación e incentivos**

### Remuneraciones del Directorio

Las normas legales vigentes establecen que la compensación anual pagada a los miembros del Directorio (incluidos aquellos que realizan actividades ejecutivas) no puede exceder el 5% del resultado neto del ejercicio si YPF no paga dividendos por ese período, pudiendo incrementarse hasta un 25% del resultado neto si se pagasen dividendos. La retribución del Presidente y otros Directores que trabajan como ejecutivos, conjuntamente con la de todos los otros Directores, requiere de la ratificación de una Asamblea General Ordinaria de Accionistas. De acuerdo a estos lineamientos, la Asamblea Ordinaria de Accionistas del 26 de abril de 2011 aprobó una remuneración total para los

miembros del Directorio de \$ 12.833.100 por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010. Además, aprobó efectuar pagos a cuenta de honorarios para el ejercicio 2011 a los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora por hasta un monto de \$ 21.400.000. El monto total de honorarios por el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2011 será establecido por la Asamblea Ordinaria de Accionistas que apruebe la gestión del Directorio.

#### Planes de bonificación e incentivos

El plan de bonificación dispone el pago de efectivo a los participantes en base a un conjunto de objetivos mensurables y específicos o a los resultados de las revisiones del desempeño individual, bajo los programas de Gestión Profesional Sustentable y Evaluación de Desempeño, aplicables a todos los empleados de YPF, según la categoría profesional de cada uno de ellos. La remuneración variable adicional pagadera a cada empleado, en la medida que se alcancen los compromisos y resultados asumidos, oscila entre 6% y 45% del sueldo base anual de dicho empleado.

#### **Sistema de Control Interno**

En relación con el sistema de Control Interno, la Sociedad tiene desarrolladas diversas funciones y responsabilidades, que conjuntamente contribuyen a asegurar un adecuado cumplimiento de las leyes y disposiciones vigentes, la fiabilidad de la información financiera y la eficiencia y eficacia de las operaciones. La interrelación de las funciones de la Dirección de Auditoría Corporativa (que incluye procedimientos de auditoría operativas, de gestión, cumplimiento de procedimientos y de seguridad informática, y pruebas de evaluación del funcionamiento de los controles de reporte financiero), la Dirección Administrativa y Fiscal (quien además de supervisar la fiabilidad de la información recibida a través del sistema de información financiera, controla los niveles de acceso al mismo, mantiene y revisa el cumplimiento de los procedimientos de seguridad informática y los niveles de aprobación de las operaciones económico financieras y establece homogéneamente los procedimientos y políticas administrativo-contable aplicables a toda la Sociedad) y las Unidades Operativas (quienes establecen, entre otros, los límites de autoridad y la política de inversiones), actuando coordinadamente y apoyados en un sistema de información totalmente integrado como SAP, proveen un sistema de control interno eficaz.

La legislación sobre gobierno corporativo, tanto en Argentina mediante el Decreto N° 677/01 y las Resoluciones de la CNV N° 400/02 y 402/02, como en Estados Unidos de América mediante la Ley Sarbanes - Oxley y sus regulaciones relacionadas, requiere un relevamiento, documentación y pruebas de eficacia del modelo de Control Interno. La Sociedad ha establecido el Comité Interno de Transparencia o Disclosure Committee, en el que participan los máximos responsables de cada área de negocios y corporativas, cuyo objetivo fundamental es dirigir y coordinar el establecimiento y mantenimiento de: procedimientos para la elaboración de la información de carácter contable y financiero que la Sociedad debe aprobar y registrar conforme a las normas que le son de aplicación o que, en general, comunique a los mercados, sistemas de control interno suficientes, adecuados y eficaces que aseguren la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de los estados financieros de la Sociedad contenidos en los Informes Anuales y Trimestrales, así como de la información contable y financiera que la Sociedad debe aprobar y registrar.

A su vez, el Comité de Auditoría del Directorio, que fuera creado el 6 de mayo de 2004, asume las funciones asignadas por la mencionada legislación, entre las que se encuentran: supervisar el funcionamiento de los sistemas de control interno y del sistema administrativo-contable, así como la fiabilidad de este último y de toda la información financiera o de otros hechos significativos a ser comunicados a los organismos de contralor y a los mercados, opinar respecto de la propuesta del Directorio para la designación de los auditores externos a contratar por la Sociedad y velar por su independencia, verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, de ámbito nacional o internacional, en asuntos relacionados con las conductas en los mercados de valores, asegurarse de que los



Códigos Éticos y de Conducta internos y ante los mercados de valores, aplicables al personal de la Sociedad y sus controladas, cumplen las exigencias normativas y son adecuados para la Sociedad.

### **Gestión de la Sociedad**

Como consecuencia del Acuerdo entre Repsol YPF y el Grupo Petersen firmado el 21 de febrero de 2008, y por el cual se produjo la venta de acciones de la Sociedad a Petersen, las Partes han acordado la distribución de ciertas funciones en la Sociedad, como asimismo el número de integrantes de cada una en los órganos de Dirección, todo lo cual es efectivo desde la Asamblea de Accionistas de la Sociedad que se celebró el 7 de marzo de 2008.

### **Informe sobre Código de Gobierno Societario - Resolución General N°516/07 de la Comisión Nacional de Valores**

En el Anexo I se incluye el Informe sobre Código de Gobierno Societario (el "Informe") con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por la Resolución General de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") N°516.

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

La información que sigue se presenta de acuerdo con los requerimientos de la Resolución General N° 541 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") "Presentación de Información sobre reservas de petróleo y gas", para YPF S.A. ("YPF") y sus sociedades controladas.

Las reservas comprobadas representan cantidades estimadas de petróleo crudo (incluyendo condensados y líquidos de gas natural) y de gas natural para las cuales la información geológica y de ingeniería disponible demuestra con certeza razonable que van a poder ser extraídas en el futuro de yacimientos conocidos, teniendo en cuenta las condiciones económicas y operativas existentes al cierre del ejercicio. Las reservas comprobadas desarrolladas son reservas comprobadas con razonables expectativas de ser extraídas mediante los pozos existentes, con el equipo existente y los métodos operativos actuales.

Las estimaciones de reservas fueron preparadas usando métodos de ingeniería y geológicos estándar generalmente aceptados por la industria del petróleo y de acuerdo con las regulaciones vigentes de la Securities and Exchange Commission ("SEC") y de la CNV. La elección del método o combinación de métodos empleados en el análisis de cada yacimiento fue efectuada en base a la experiencia en el área, el grado de desarrollo, calidad y confiabilidad de la información fuente, y la historia de producción. Existen numerosas incertidumbres inherentes a la estimación de las reservas comprobadas y a la estimación de perfiles de producción futura y la oportunidad de los costos de desarrollo, incluyendo muchos factores que escapan al control del productor. La ingeniería de reservas es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de petróleo crudo y gas natural bajo la tierra, que no pueden ser medidas de una manera exacta, y la exactitud de cualquier estimación de reservas está en función de la calidad de la información disponible y de la interpretación y juicio de los ingenieros y geólogos. Como resultado de ello, las estimaciones de diferentes ingenieros a menudo varían. Adicionalmente, los resultados de perforaciones, verificaciones y producción posterior a la fecha de cualquier estimación pueden justificar una revisión de esta última. Por lo tanto, las estimaciones de reservas son a menudo diferentes de las cantidades de petróleo crudo y gas natural que finalmente se recuperan. La validez de tales estimaciones depende en gran medida de la precisión de los supuestos sobre los cuales se basan. Las reservas estimadas estuvieron sujetas a evaluación económica para determinar sus límites económicos.

En la determinación de los volúmenes netos de reservas excluimos de nuestras cifras las regalías que se deban pagar a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de la regalía tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes de reservas correspondientes no son descontados de nuestras cifras de reservas aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen “regalías”. YPF aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción.

Los siguientes cuadros reflejan las reservas estimadas de petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural y gas natural al 31 de diciembre de 2011 y la evolución correspondiente:

	<b>Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural</b>		
	<b>(millones de barriles)</b>		
	<b>2011</b>		
	<b>Argentina</b>	<b>Estados Unidos</b>	<b>Consolidado</b>
<b>Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas</b>			
Saldos al inicio del ejercicio	530	1	531
Revisiones de estimaciones anteriores	90	1	91
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	62		62
Producción del ejercicio <sup>(2)</sup>	(99)	(1)	(100)
Saldos al cierre del ejercicio <sup>(2)</sup>	<u>583<sup>(1)</sup></u>	<u>1</u>	<u>584</u>
<b>Reservas comprobadas desarrolladas</b>			
Comienzo del ejercicio	403	1	404
Cierre del ejercicio	436	1	437
<b>Reservas comprobadas No desarrolladas</b>			
Comienzo del ejercicio	127	-	127
Cierre del ejercicio	147	-	147
<b>Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas (al cierre del ejercicio)</b>	1	-	1

(1) Incluye líquidos de gas natural por 73 al 31 de diciembre de 2011.

(2) Nuestras reservas comprobadas de crudo, condensados, y LGN (Líquidos del Gas Natural) al 31 de diciembre de 2011 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 76, 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 2011 incluye un volumen estimado de aproximadamente 12 relativos a los citados pagos.

	<b>Gas natural (miles de millones de pies cúbicos)</b>		
	<b>2011</b>		
	<b>Argentina</b>	<b>Estados Unidos</b>	<b>Consolidado</b>
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	2.531	2	2.533
Revisiones de estimaciones anteriores	165	1	166
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	104	-	104
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(440)	(1)	(441)
Saldos al cierre del ejercicio <sup>(1)</sup>	<u>2.360</u>	<u>2</u>	<u>2.362</u>
Reservas comprobadas desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	1.946	2	1.948
Cierre del ejercicio	1.758	2	1.760
Reservas comprobadas No desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	585	-	585
Cierre del ejercicio	602	-	602
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas de sociedades vinculadas (al cierre del ejercicio)	37	-	37

(1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2011 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 254, 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 2011 incluye un volumen estimado de aproximadamente 48 relativos a los citados pagos.

Asimismo, y de acuerdo a lo requerido por la Resolución General N° 541 de la CNV, se informa que del total de reservas comprobadas al 31 de Diciembre de 2011, aproximadamente 33 millones de barriles equivalentes de petróleo están basados en estimaciones preparadas por Ryder Scott (consultores independientes).

## Perspectivas

La situación macroeconómica mundial no cesa, desde hace un período considerable, en cuanto a su amenaza continua de desestabilizar las principales variables que afectan el comercio internacional, y especialmente a partir de la situación que viven ciertas economías avanzadas, y según se menciona en párrafos precedentes. Los principales organismos de análisis macroeconómicos internacionales continúan precavidos en cuanto a las expectativas de crecimiento, manteniendo alertas respecto a las consecuencias que supondrán, tanto en el caso de que se tomen como asimismo que se dilaten en el tiempo, las medidas que aquellos países seriamente afectados por la crisis económico-financiera, fundamentalmente en la zona del euro, adoptarían.

Dentro del contexto mencionado precedentemente, lo cual no obstante representar un elemento desafiante en la gestión operativa de la Sociedad, atento fundamentalmente a los efectos en los flujos financieros, su disponibilidad y costo asociado para financiar el crecimiento y/o la inversión, y considerando asimismo el crecimiento estimado de la economía argentina, continuamos con el proceso de inversión y eficientización de nuestras actividades, tendiente a afianzar el objetivo de contribuir y acompañar en la mayor medida posible el proceso que viene recorriendo la Argentina, focalizándonos de esta forma no sólo en el corto plazo, sino fundamentalmente en los objetivos de mediano y largo plazo, teniendo en cuenta la creciente demanda de energía del país. Asimismo, dentro del proceso de visualización de oportunidades en el exterior que iniciáramos recientemente, y con el objetivo de permitírnos incorporar activos en otras latitudes, buscando incrementar el valor de la Sociedad, hemos participado activamente en Chile y Colombia, lo que entendemos nos brindará una posición relativa adecuada para iniciar nuevas actividades en el exterior en materia de Upstream.

Es de destacar, y con relación al valor que el mercado asigna a la Sociedad, que durante el primer semestre del corriente año nuestro accionista con participación mayoritaria ha vendido en el mercado parte de su participación en la Sociedad y, de acuerdo a los resultados de dichas operaciones, se ha observado un importante interés por las acciones de la misma, lo cual podría considerarse como una reafirmación de la confianza que el mercado continúa depositando en la misma y las expectativas a futuro.

En materia de financiamiento durante el corriente año hemos finalizado exitosamente la colocación de obligaciones negociables en el mercado doméstico, manifestándose nuevamente de esta forma la confianza de los inversores en la Sociedad. Adicionalmente, parte de nuestros esfuerzos continúan enfocados a la optimización de nuestra estructura de financiamiento, atento a nuestra situación de liquidez corriente actual, todo lo cual facilitará la gestión de la Sociedad especialmente en cuanto al cumplimiento del plan estratégico de la misma, permitiéndonos continuar contribuyendo a satisfacer la demanda creciente de la Argentina en materia energética.

En términos de Exploración y Producción, la Sociedad continúa con su esfuerzo tendiente a aumentar los factores de recuperación en los yacimientos maduros mediante perforaciones de tipo infill drilling (búsqueda de petróleo remanente en el reservorio a través de nuevas perforaciones entre pozos existentes) y la recuperación secundaria y terciaria, buscando lograr a través de esto último y de otras iniciativas resultados satisfactorios de acuerdo al objetivo antes mencionado, no obstante y dadas las características propias de la actividad con su riesgo asociado, no poder garantizar el éxito de los mismos.

Asimismo, y dentro de unos de nuestros principales focos de actuación, continuamos con la labor realizada hasta la fecha en materia de exploración de recursos no convencionales, lo cual nos ha brindado resultados positivos en nuestra corta experiencia, tales como resultaron ser las perforaciones verticales realizadas en la zona Loma La Lata Norte (la cual incluye el norte de Loma La Lata y Loma Campana, en adelante "LLL Norte"), provincia de Neuquén, todos ellos con producciones iniciales de entre 200 y 600 barriles de petróleo equivalentes por día (bpe/d), y 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 muestran producciones de 400 bpe/d, de 35 API, tras realizar cuatro fracturas hidráulicas esto último, todo ello sumado a los resultados anunciados durante 2011 en el área Bajada de Añelo. El objetivo primario de las inversiones comprendidas bajo este proyecto es comprobar la productividad de la roca madre Vaca Muerta como reservorio no convencional de hidrocarburos líquidos, usando tecnología de punta como microsísmica y estimulación hidráulica masiva. Los resultados positivos obtenidos hasta la fecha, a partir de las perforaciones realizadas, alientan a continuar con el plan exploratorio previsto para la formación mencionada para el año 2012.

Adicionalmente, durante el año 2011 hemos acordado con el Gobierno de la provincia de Mendoza 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, lo cual prevé un compromiso de erogar más de 4.100 millones de dólares durante el plazo previsto en el acuerdo, manifestando de esta forma nuestra firme intención de continuar invirtiendo en las potencialidades que ofrece la Argentina, contribuyendo de esta forma al desarrollo energético y económico. Dentro de la provincia mencionada, en el bloque Chachahuen, perteneciente a la cuenca Neuquina en la provincia de Mendoza, y en materia de descubrimiento de petróleo convencional, los resultados preliminares en los test de producción arrojaron caudales de entre 200 a 315 barriles de petróleo por día (bp/d) de densidad media (24° API).

Asimismo, y luego del éxito en la implementación del proyecto de regasificación de gas natural licuado en Bahía Blanca, a partir de la iniciativa del Gobierno Argentino tendiente a buscar las alternativas disponibles que permitan satisfacer la creciente demanda de gas del mercado doméstico, en particular en las cercanías del anillo de distribución de Buenos Aires, donde se concentra el principal centro de consumo del país, y de lo cual también fuéramos partícipes, YPF y Energía Argentina S.A. ("ENARSA") han desarrollado una nueva inversión, la cual ha implicado la aplicación de ingeniería compleja, con la construcción de un nuevo puerto, cediéndole aguas al río, acondicionado para recibir un barco regasificador en la localidad de Escobar, próximo a la Capital Federal. La operación de este nuevo servicio de regasificación, el cual entró en funcionamiento durante el mes de mayo del corriente año, está a cargo de YPF, mientras que las operaciones de compra y venta del producto son realizadas por ENARSA.

Atento a nuestro objetivo de satisfacer la demanda local de combustibles dentro de nuestras máximas posibilidades, es nuestra intención continuar mejorando la eficiencia de producción y de costos, buscando la optimización permanente de nuestros activos de refino a fin de aumentar su capacidad, aumentar su flexibilidad respecto a la obtención de los productos que son resultado del proceso de refinación, continuar adaptando nuestras refinerías a las nuevas normas de bajo contenido de azufre, y desarrollar nuestros activos y redes logísticas para satisfacer el crecimiento continuado esperado de la demanda. Dentro de este contexto hemos avanzado, entre otros, con:

- a) La construcción de la Planta de Reformado Catalítico Continuo (CCR) en nuestro Complejo Industrial La Plata, que se estima implicará una inversión final superior a US\$ 340 millones y que permitirá realizar procesos químicos de reformado de naftas a base de catalizadores, dando en consecuencia mejoras en términos de productividad, seguridad industrial y cuidado del medio ambiente;
- b) La inversión en unidades de hidrotreatmento de gasoil (HTG "B" en La Plata, y HDS II en Luján de Cuyo) y nafta (HTN II en Luján de Cuyo) para mejorar aún más la calidad de las naftas y gasoil que producen nuestras refinerías, que permitirán satisfacer los objetivos enunciados previamente, incorporando asimismo gradualmente al mercado productos de alta gama en un todo acorde a la evolución tecnológica asociada, contribuyendo también a partir de todo ello al empleo de personal a partir de los requerimientos de los proyectos bajo cartera;
- c) Construcción de un nuevo horno en la refinería de La Plata, cuyo objetivo es no sólo reemplazar la unidad anterior de antigua data, sino también y fundamentalmente incrementar la capacidad en un 30%, aumentando la tasa de utilización de la refinería y en consecuencia la producción de combustibles.

Asimismo, dentro del contexto antes mencionado, recientemente pusimos en marcha la Planta YPF Minero Valles, ubicada en Güemes, provincia de Salta, la cual abastecerá los proyectos mineros y minas en operación en Salta, Jujuy, Catamarca y Santiago del Estero. De esta forma, se afianza nuestro compromiso de estar más cerca de nuestros clientes mejorando la calidad de atención mediante la implementación de una logística exclusiva y focalizada, dado el difícil acceso a las zonas de desarrollo de estas actividades.

En materia de servicios a la minería y al agro, continuamos con nuestra focalización en dichas actividades, tendiente a ser partícipes y motores de dos de los vectores de crecimiento de la economía argentina. En este orden, durante 2011 inauguramos en la ciudad salteña de Güemes un nuevo establecimiento de nuestra red YPF DIRECTO, orientado a satisfacer las necesidades del sector industrial y minero de las provincias de Salta, Jujuy y Catamarca. Entre sus productos cuenta con gasoil minero, un combustible exclusivo de YPF óptimo para su utilización en zonas donde por efectos de altitud o latitud la temperatura ambiente es muy baja. Adicionalmente, durante el año 2011 realizamos la apertura de la base de Tres Arroyos, ubicada en una zona característica por el cultivo de

cebada y trigo, y atendiendo la zona de los partidos de Tres Arroyos, San Cayetano y Gonzales Chaves en la Provincia de Buenos Aires.

Dentro de la actividad antes mencionada, y reafirmando nuestra intención según se indica previamente, participamos en el VIII Congreso Internacional de Agronegocios, organizado en forma conjunta por la Facultad de Agronomía de la UBA y el PENSA (Programa de Estudios del Sistema Agroalimentario) de la Universidad de Sao Paulo, Brasil. Asimismo, ha finalizado la primera edición del Posgrado en Agronegocios y Alimentos que realizamos en convenio con la Facultad de Agronomía de la UBA. Tanto el Posgrado como el Programa en Agronegocios y Alimentos se orientan a brindar las competencias necesarias para la gestión competitiva del sector de los agronegocios y así potenciar los negocios de YPF en el creciente mercado del agro.

Adicionalmente, durante el corriente año pusimos en marcha el proyecto de recuperación de gases de antorcha del Complejo Industrial La Plata, el cual fue registrado dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de las Naciones Unidas en Diciembre pasado, lo que nos permitirá acceder a 190.000 certificados de reducción de emisiones, equivalentes a aproximadamente 1,9 millones de euros por año. Se trata del primer proyecto MDL de recuperación de gas de antorcha en refinería en el mundo. En este orden, han sido aprobados y completados la instalación de dos sistemas de recuperación de gases a mecheros en la Refinería La Plata para aprovechar en hornos y calderas el gas que se quemaba en antorchas. La inversión realizada tiene por objetivo generar un ahorro de combustible en la refinería y reducir las emisiones a la atmósfera del gas efecto invernadero, contemplado en el Protocolo de Kyoto, además de mejorar la imagen del complejo industrial. Adicionalmente, y dentro de esta temática, realizamos actualmente los esfuerzos e inversiones necesarias con el objetivo de obtener la aprobación por parte de las Naciones Unidas para un proyecto de similares características para nuestra refinería de Luján de Cuyo.

Dentro de nuestro objetivo de cuidado y mejora del medioambiente, recientemente lanzamos al mercado un nuevo combustible cuyo objetivo apunta a mejorar la calidad de los combustibles de uso masivo, para incrementar la calidad del aire de los grandes centros urbanos y promover el cuidado por el medio ambiente. El combustible mencionado posee menos azufre que el gasoil común (con un máximo de 500 partes por millón) y optimiza el rendimiento de los motores, adelantándonos de esta forma a las disposiciones de la Secretaría de Energía, que obliga a todas las petroleras a ofrecer un gasoil de mayor calidad desde el 1° de julio de este año en ciertas localidades de la Argentina.

Finalmente, durante el segundo trimestre de 2011 inauguramos en la localidad de Tigre, provincia de Buenos Aires, la estación de servicio más moderna de Latinoamérica, todo ello dentro del concepto de eficiencia energética y cuidado del medioambiente.

Según los Estados Contables de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011, el saldo de utilidades no asignadas a dicha fecha es de \$ 5.296 millones, incluidas las utilidades correspondientes al ejercicio finalizado en la fecha antes mencionada. Adicionalmente, luego del pago de dividendos aprobado en reuniones de Directorio de fechas 26 de abril y 2 de noviembre de 2011, existe un saldo remanente correspondiente a la reserva para futuros dividendos de \$ 1.057 millones. Las normas legales vigentes establecen que debe destinarse a la Reserva Legal no menos del 5% de la utilidad de cada ejercicio hasta que dicha reserva alcance un monto igual al 20% del capital social (art. 70, Ley 19.550), hecho este último que se ha cumplimentado durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009. Teniendo en cuenta las previsiones de la RG CNV 593/11, el Directorio se encuentra evaluando las diversas alternativas disponibles en relación con la imputación de los Resultados No Asignados para su presentación a la Asamblea General de Accionistas. A este fin, el Directorio estima necesario contar con un plazo adicional que le permita llevar a cabo un análisis detallado de las mismas, con el

objeto de formular la propuesta que pondrá a consideración de los accionistas con la antelación necesaria, conforme lo exige la normativa aplicable.

Habida cuenta de lo anterior, el Directorio estima conveniente diferir la propuesta de asignación de los Resultados No Asignados para la oportunidad de realizar próximamente la convocatoria a la Asamblea General de Accionistas.

Entre otros propósitos, la presente Memoria, análisis y explicaciones de la Dirección, tiene por objeto cumplir con la información requerida por la Ley de Sociedades Comerciales (Artículo 66 de la Ley Nº 19.550).

**EL DIRECTORIO**

Buenos Aires, 8 de marzo de 2012

**YPF S.A.**  
**Informe sobre Código de Gobierno Societario 2011**  
**Resolución General N°16/07 de la Comisión Nacional de Valores**

## **I. Introducción**

El presente Informe sobre Código de Gobierno Societario (el "Informe") se emite con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por la Resolución General de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") N°16 (la "Resolución") y, en tal sentido, informar acerca del estado de implementación de las recomendaciones establecidas en la misma.

YPF suscribe la importancia que tiene para las empresas disponer de un sistema de gobierno corporativo que oriente la estructura y funcionamiento de sus órganos en interés de la compañía y de sus accionistas. Los pilares básicos del sistema de gobierno corporativo de YPF, recogido, fundamentalmente, en el Estatuto Social, el Reglamento del Directorio, el Reglamento del Comité de Transparencia, la Norma de Ética y Conducta de los empleados de YPF y el Reglamento Interno de Conducta de YPF en el ámbito de los mercados de valores, son la transparencia, la participación de sus accionistas, el adecuado funcionamiento del Directorio y la independencia del auditor externo.

Estos reglamentos y normas, junto con otros documentos e instrumentos desarrollados, resaltan la apuesta decidida que ha hecho la Compañía por el buen gobierno corporativo, la transparencia y la responsabilidad social.

## **II. Antecedentes de la Sociedad**

YPF S.A. es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina con domicilio en Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Nuestro Estatuto Social fue aprobado por Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.106 del 31 de mayo de 1993, siendo elevado a escritura pública N° 175 del día 15 de junio de 1993 en la Escribanía General del Gobierno de la Nación, al folio 801 del Protocolo Nacional, e inscripto en la Inspección General de Justicia de la Argentina en la misma fecha, es decir el 15 de junio de 1993, bajo el número 5.109 del libro de Sociedades número 113, tomo "A" de Sociedades Anónimas. Nuestro término de duración es de cien años contados desde la inscripción del Estatuto Social en la Inspección General de Justicia.

## **III. Contenidos del Código de Gobierno Societario**

A continuación, se informa el estado de implementación de cada uno de los puntos detallados en el Anexo I de la Resolución a efectos de una mejor individualización de cada tema.

- **ÁMBITO DE APLICACIÓN DEL CÓDIGO.**

1. **Relación Emisora - Grupo Económico.**

Para las operaciones relevantes con partes relacionadas, la Sociedad sigue el procedimiento previsto por el Artículo 73 de la Ley 17.811, modificado por el Decreto 677/01 sobre Régimen de Transparencia de la Oferta Pública. Conforme dicha regulación, antes de que la Sociedad celebre actos o contratos que involucren un "monto relevante" con una o más partes relacionadas, se debe obtener la aprobación del Directorio y el pronunciamiento, previo a dicha aprobación del Directorio, del Comité de Auditoría o de dos firmas evaluadoras independientes en los que se manifieste que las condiciones de la operación son congruentes con aquéllas que podrían haberse obtenido en una operación en condiciones normales y habituales de mercado.



A los fines del Artículo 73 referido, modificado por el Decreto N° 1.020/03, "monto relevante" significa un importe que supere el 1% del patrimonio neto de la sociedad emisora medido conforme al último balance aprobado, siempre que dicho importe exceda la suma de AR\$ 300.000. A los fines del Régimen de Transparencia, "parte relacionada" significa (i) los directores, integrantes del órgano de fiscalización y gerentes; (ii) las personas físicas o jurídicas que tengan el control o posean una participación significativa en la sociedad o en su accionista controlante (al menos el 35% de su capital social, o un monto menor cuando tengan derecho a designar a uno o más directores, o posean otros convenios de accionistas relacionados con la gestión de la sociedad o su accionista controlante); (iii) cualquier otra sociedad que se halle bajo control común; (iv) los familiares directos de las personas mencionadas en los apartados (i) y (ii) precedentes; o (v) las sociedades en las que las personas referidas en los apartados (i) a (iv) precedentes posean directa o indirectamente participaciones significativas.

Los actos o contratos referidos anteriormente, inmediatamente después de haber sido aprobados por el Directorio, deben ser informados a la CNV, con expresa indicación de la existencia del pronunciamiento del Comité de Auditoría o, en su caso, de las firmas evaluadoras independientes. Asimismo, a partir del día hábil inmediatamente posterior al día en que la transacción sea aprobada por el Directorio, los informes del Comité de Auditoría o de las firmas evaluadoras independientes se pondrán a disposición de los accionistas en la sede social.

Si el Comité de Auditoría o las dos firmas evaluadoras independientes dictaminan que el contrato no constituye una operación adecuada a las condiciones normales y habituales de mercado, deberá obtenerse previa aprobación en la Asamblea de la Sociedad.

La Sociedad ha informado en los años precedentes sobre las operaciones con partes relacionadas en virtud de la normativa referida.

Asimismo, en las Notas 7 de los estados contables trimestrales y anuales se mencionan todas las operaciones realizadas con sociedades relacionadas conforme a las normas contables vigentes.

## **2. Inclusión en Estatuto Societario.**

El Estatuto de YPF contiene todas las disposiciones exigidas actualmente por las leyes vigentes. Además, la Sociedad lleva adelante políticas y procedimientos para asegurar el deber de lealtad y diligencia de sus administradores y empleados conforme se describe a lo largo del presente Informe. En razón de lo expresado, el Directorio de la Sociedad considera que no es necesario modificar el texto del Estatuto Social.

### **• DEL DIRECTORIO EN GENERAL**

#### **3. Responsable por Estrategia de la Compañía.**

El Directorio asume la administración de la Sociedad de manera diligente y prudente de acuerdo con el estándar del buen hombre de negocios previsto en la Ley de Sociedades Comerciales ("LSC"). En tal sentido, aprueba las políticas y estrategias generales de acuerdo a los diferentes momentos de existencia de la Sociedad.

#### **a) El plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuestos anuales; y, b) La política de inversiones y financiación.**

En particular, el Directorio aprueba el plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuestos anuales, para lo cual analiza la política de inversiones y financiación al

momento de considerar y aprobar el Presupuesto Anual, teniendo en cuenta el contexto del período que se trate.

**c) La política de gobierno societario.**

Los pilares básicos del sistema de gobierno corporativo o societario de la Sociedad han sido enumerados en la Introducción del presente Informe.

En línea con las prácticas de buen gobierno societario, el Directorio ha adoptado las medidas tendientes a su efectivo cumplimiento. En tal sentido, ha aprobado y puesto en ejecución una Norma de Ética y Conducta aplicable al Directorio y a la totalidad de los empleados, con el objeto de establecer las pautas generales que deben regir la conducta de la Compañía y de todos sus empleados en el cumplimiento de sus funciones y en sus relaciones comerciales y profesionales, actuando de acuerdo con las leyes de cada país y respetando los principios y valores éticos de sus respectivas culturas. Cualquier modificación de la Norma de Ética y Conducta, así como cualquier dispensa o excepción al cumplimiento de sus disposiciones, deberá ser aprobada por el Directorio.

También como parte de las políticas de gobierno societario, el Directorio ha aprobado y puesto en ejecución, un Reglamento de conducta en el ámbito del Mercado de Valores que tiene por objeto definir los principios y el marco de actuación, en el ámbito de los Mercados de Valores, para el directorio y todo el personal de YPF destinatario del mismo. En tal sentido, el mencionado Reglamento incorpora también mejores prácticas en la materia con el fin de contribuir a fomentar la transparencia y buen funcionamiento de los mercados y a preservar los legítimos intereses de la comunidad inversora.

**d) La política de responsabilidad social empresaria.**

Desde el año 2007, la Sociedad viene implementando un Plan de Responsabilidad Corporativa, estando actualmente en vigencia el correspondiente al período 2010-2012.

El principal objetivo de este plan es generar en forma permanente la acción coordinada de la Compañía en el ámbito de la responsabilidad corporativa. YPF considera que el comportamiento responsable genera valor para la empresa, lo que se traduce concretamente en disminución de riesgos, identificación de nuevas oportunidades, aumento de la confianza y del atractivo de la Compañía; refuerza su activo intangible y contribuye a una sociedad mejor.

El mencionado plan, comprende 61 acciones creadas para conducir los negocios de la compañía por el cauce ético, respetando los derechos humanos y atenuando nuestra huella ecológica. Las mencionadas acciones se encuentran comprendidas en 9 programas relacionados con: i) comportamiento ético y lucha contra la corrupción; ii) respeto y promoción de los derechos humanos; iii) compromiso con nuestra gente; iv) incremento de la seguridad; v) inserción en la comunidad; vi) energía sostenible y cambio climático; vii) control y minimización del impacto ambiental; viii) incorporar a nuestros proveedores, contratistas, subcontratistas, distribuidores, socios y clientes a la cadena de valor sostenible; y ix) rendir cuentas de nuestro desempeño social y ambiental.

**e) Las políticas de control y gestión de riesgos y toda otra que tenga por objeto el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.**

El Directorio implementa las políticas de control y gestión de riesgos a través de su Comité de Auditoría y de la Dirección de Auditoría Interna.

Asimismo, el plan de responsabilidad corporativa mencionado en el apartado anterior contempla un plan de seguimiento y control, los cuales son fundamentales para valorar la efectividad de la estrategia implementada y el grado de cumplimiento de los objetivos propuestos.

**f) El desarrollo de programas de entrenamiento continuo para directores y ejecutivos gerenciales.**

La Sociedad desarrolla constantemente programas de entrenamiento continuo para sus ejecutivos en general, los que participan de programas acordes a sus respectivas funciones dentro de la Compañía.

Asimismo, tal y como se menciona en el punto 11 siguiente, anualmente se realiza, en caso de ser necesario, una capacitación para los directores que son miembros del Comité de Auditoría. En el Plan de Actuación del referido Comité, se incluyen actividades específicas para sus miembros.

**4. Control de gestión, y, 5. Información y Control Interno. Gestión de Riesgos.**

El Directorio de la Sociedad verifica la implementación de sus estrategias y políticas, el cumplimiento del presupuesto anual y del plan de operaciones, así como el control del desempeño de la gerencia.

Asimismo, cuenta con políticas de control y gestión de riesgos, las que son actualizadas permanentemente conforme con las mejores prácticas en la materia.

Además, se han definido políticas que tienen como objeto el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.

En relación con el sistema de control interno, YPF tiene desarrolladas diversas funciones y responsabilidades, que conjuntamente contribuyen a asegurar un adecuado cumplimiento de las leyes y disposiciones vigentes, la fiabilidad de la información financiera y la eficiencia y eficacia de las operaciones. La interrelación de las funciones de la Dirección de Auditoría Corporativa (que incluye procedimientos de auditoría operativas, de gestión, cumplimiento de procedimientos y de seguridad informática, y pruebas de evaluación del funcionamiento de los controles de reporte financiero); la Dirección Administrativa y Fiscal (la cual además de supervisar la fiabilidad de la información recibida a través del sistema de información financiera, controla los niveles de acceso al mismo, mantiene y revisa el cumplimiento de los procedimientos de seguridad informática y los niveles de aprobación de las operaciones económico financieras y establece homogéneamente los procedimientos y políticas administrativo-contables aplicables a todo YPF); y las Unidades operativas, actuando coordinadamente y apoyados en un sistema de información integrado como SAP, conforman el sistema de control interno.

En cumplimiento de su función básica, que es la de apoyar al Directorio en sus deberes de supervisión y fiscalización, el Comité de Auditoría revisa en forma periódica nuestra información económica y financiera y supervisa los sistemas de control interno financiero y la independencia de los auditores externos.

Con el soporte del Director Administrativo y Fiscal y considerando el trabajo realizado por nuestros auditores externos e internos, el Comité de Auditoría analiza los estados contables consolidados anuales y trimestrales antes de ser presentados al Directorio.

Debido a que nuestras acciones se negocian en la NYSE, conforme a las leyes estadounidenses, debemos incluir nuestra información financiera anual en el Formulario 20-F, que debe ser presentado ante la *Securities and Exchange Commission* ("SEC"). El Comité de Auditoría revisa dicho reporte antes de ser presentado a la SEC.

A fin de supervisar los sistemas internos de control financiero y asegurarse de que sean suficientes, adecuados y eficientes, el Comité de Auditoría supervisa el avance de la auditoría anual que tiene por objeto identificar nuestros riesgos críticos. Durante cada ejercicio, el Comité de Auditoría recibe información de nuestro departamento de auditoría interna sobre los hechos más relevantes y las recomendaciones que surgen de su trabajo y el estado de las recomendaciones emitidas en ejercicios anteriores.

Hemos alineado el sistema de control interno para la información financiera, siguiendo los criterios establecidos en el “Marco de Control Interno” emitido por el comité COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), con los requisitos establecidos por el Artículo 404 de la Sarbanes-Oxley Act de los Estados Unidos, un proceso que está supervisado por el Comité de Auditoría. Estas regulaciones exigen la presentación, junto con la auditoría anual, de un informe de la dirección de la Compañía con relación al diseño y mantenimiento y una evaluación periódica del sistema de control interno para la presentación de la información financiera, junto con un informe de nuestro auditor externo. Varios de nuestros departamentos se ocupan de esta actividad, incluyendo el departamento de auditoría interna. Nuestro auditor externo informó en la reunión de Comité de Auditoría del 7 de marzo de 2012 sobre las revisiones realizadas a la fecha respecto del sistema de control interno para la presentación de información financiera al 31 de diciembre de 2011.

El Comité de Auditoría mantiene una relación estrecha con los auditores externos, lo que le permite llevar a cabo un análisis detallado de los aspectos relevantes de la auditoría de los estados contables y obtener información detallada sobre la planificación y los avances del trabajo.

Asimismo, el Comité de Auditoría evalúa los servicios prestados por nuestros auditores externos, determina si se cumple la condición de independencia de los mismos de acuerdo con lo requerido por las leyes aplicables, y monitorea su desempeño a fin de asegurar que sea satisfactorio.

De acuerdo con la normativa aplicable sobre Comité de Auditoría entre las tareas a su cargo se encuentra la de supervisar la aplicación de las políticas en materia de información sobre la gestión de riesgos de la Sociedad, para lo cual realiza las siguientes acciones de conformidad con su Plan de Actuación anual: i) Supervisar la metodología para identificar y evaluar riesgos que afecten la información y el patrimonio de la Sociedad con el Auditor Externo; y ii) supervisar la metodología para identificar y evaluar la criticidad de las unidades auditables en función a los procesos involucrados con el Auditor Interno.

## **6. *Comité de Auditoría.***

El Comité de Auditoría previsto en el artículo 15 del Régimen de Transparencia de la Oferta Pública del Decreto 677/01 y las Resoluciones Generales Nros. 400/02 y 402/02 de la CNV fue creado el 6 de mayo de 2004 y se encuentra en actividad permanente, tal como se ha descripto en el apartado anterior. En la actualidad está compuesto por cinco miembros, todos ellos directores independientes.

Los integrantes del Comité de Auditoría pueden ser propuestos por cualquiera de los integrantes del Directorio.

La función primordial del Comité de Auditoría es la de servir de apoyo al Directorio en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económica-financiera, de sus controles internos y de la independencia del Auditor externo.

Son facultades y deberes del Comité de Auditoría las previstas en el artículo 15 del Régimen de Transparencia de la Oferta Pública del Decreto 677/01 y las Resoluciones Generales Nros. 400/02 y 402/02 de la CNV, y todas aquellas atribuciones y deberes que en el futuro se establezcan, especialmente las que le fije el Directorio de la Sociedad.

Entre las principales facultades y deberes se encuentran:

- a) Opinar respecto de la propuesta del directorio para la designación de los auditores externos a contratar por la Sociedad y velar por su independencia.
- b) Supervisar el funcionamiento de los sistemas de control interno y del sistema administrativo-contable, así como la fiabilidad de este último y de toda la información financiera, de reservas de hidrocarburos o de otros hechos significativos que sea presentada a la CNV y a las entidades

autorreguladas en cumplimiento del régimen informativo aplicable, o a otros organismos reguladores.

c) Supervisar la aplicación de las políticas en materia de información sobre la gestión de riesgos de la Sociedad.

d) Proporcionar al mercado información completa respecto de las operaciones en las cuales exista conflicto de intereses con integrantes de los órganos sociales o accionistas controlantes.

e) Opinar sobre la razonabilidad de las propuestas de honorarios y de planes de opciones sobre acciones de los directores y administradores de la Sociedad que formule el órgano de administración.

f) Opinar sobre el cumplimiento de las exigencias legales y sobre la razonabilidad de las condiciones de emisión de acciones o valores convertibles en acciones, en caso de aumento de capital con exclusión o limitación del derecho de preferencia.

g) Verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, de ámbito nacional o internacional, en asuntos relacionados con las conductas en los mercados de valores.

h) Asegurarse de que los Códigos Éticos y de Conducta internos y ante los mercados de valores, aplicables al personal de la Sociedad y sus controladas, cumplen las exigencias normativas y son adecuados para la Sociedad.

i) Emitir opinión fundada respecto de operaciones con partes relacionadas en los casos establecidos por el Decreto 677/01. Emitir opinión fundada y comunicarla a las entidades autorreguladas conforme lo determine la CNV toda vez que en la Sociedad exista o pueda existir un supuesto de conflicto de intereses.

j) Los directores, miembros del órgano de fiscalización, gerentes y auditores externos estarán obligados, a requerimiento del Comité de Auditoría, a asistir a sus sesiones y a prestarle su colaboración y acceso a la información de que dispongan.

k) Tendrá acceso a toda la información y documentación que estime necesaria para el cumplimiento de sus obligaciones.

l) Deberá revisar los planes de los auditores externos e internos y evaluar su desempeño, y emitir una opinión al respecto en ocasión de la presentación y publicación de los estados contables anuales.

m) Emitir para su publicación con la frecuencia que determine, pero como mínimo en ocasión de la presentación y publicación de los estados contables anuales, un informe en el que dé cuenta del tratamiento dado durante el ejercicio a las cuestiones de su competencia previstas en el artículo 15 del Régimen de Transparencia de la Oferta Pública del Decreto N° 677/01.

n) Dar a publicidad, en los plazos previstos en las Normas de la CNV, o inmediatamente después de producidas en ausencia de éstos, las opiniones previstas en los incisos a), d), e), f) y h) del artículo 15 del Régimen de Transparencia de Oferta Pública del Decreto N° 677/01.

o) Dentro de los SESENTA (60) días corridos de iniciado el ejercicio, presentar al directorio y al órgano de fiscalización de la emisora el plan de actuación previsto en el artículo 15 del Régimen de Transparencia de la Oferta Pública del Decreto N° 677/01.

p) En el supuesto establecido en el inciso h) del artículo 15 del Régimen de Transparencia de la Oferta Pública del Decreto N° 677/01, respecto a operaciones que las partes relacionadas

efectúen con habitualidad, podrá emitirse una opinión con carácter genérico, pero limitada a una vigencia en el tiempo que no podrá superar UN (1) año o el inicio de un nuevo ejercicio económico o a condiciones económicas predeterminadas.

q) Cumplir con todas aquellas obligaciones que le resulten impuestas por el estatuto, así como las leyes y los reglamentos aplicables a la emisora por su condición de tal o por la actividad que desarrolle. En particular, deberá dar estricto cumplimiento a la Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América, en cuanto le resulte aplicable a la sociedad por cotizar sus títulos valores en la Bolsa de Nueva York.

## **7. Cantidad de integrantes del Directorio.**

Actualmente YPF tiene diecisiete (17) directores titulares, de los cuales cinco (5) revisten la condición de independientes, y doce (12) directores suplentes. Esta cantidad de directores se considera adecuada y acorde con la envergadura de la Sociedad y su designación se realizó dentro de los límites establecidos en el Estatuto Social.

Cabe aclarar que de acuerdo con nuestro Estatuto Social, el Estado Nacional, único tenedor de acciones Clase A, tiene derecho a elegir un director titular y un director suplente.

El Directorio cuenta con el número de comités que considera necesario para llevar a cabo su misión en forma efectiva y eficiente, para garantizar una mayor eficacia y transparencia en el cumplimiento de sus funciones, tales como:

- a) *Comité Ejecutivo.* El Directorio designa de entre sus miembros a sus integrantes. Está compuesto por hasta un máximo de 6 miembros, además del Vicepresidente Ejecutivo que es quien preside el Comité. En la actualidad está compuesto por 4 miembros. Se reúne en oportunidad de tomar decisiones que requieran su intervención en caso de imposibilidad de reunirse el Directorio.
- b) *Comité de Auditoría.* Es el comité previsto por el Decreto 677 del año 2001 y las Resoluciones Generales de la CNV Nros. 400 y 402 del año 2002, al cual ya nos hemos referido.
- c) *Comité de Transparencia.* Es un comité interno, también conocido como “Disclosure Committee”, en la terminología de la SEC, creado por el Directorio en el marco de impulsar y reforzar la decidida política de la Sociedad respecto a que la información comunicada a sus accionistas, a los mercados en los que sus acciones cotizan y a los entes reguladores de dichos mercados sea veraz y completa, represente adecuadamente su situación financiera así como el resultado de sus operaciones y sea comunicada cumpliendo los plazos y demás requisitos establecidos en las normas aplicables y principios generales de funcionamiento de los mercados y de buen gobierno que la Sociedad tenga asumidos. Se trata de una medida recomendada por la SEC en el marco de la Sarbanes Oxley Act.

Forman parte del Comité ejecutivos de primera línea de nuestra sociedad, algunos de los cuales también son miembros de nuestro Directorio. Ellos son el Chief Executive Officer (“CEO”), el Director General de Repsol Argentina, el Director Adjunto al CEO, el Chief Operating Officer (“COO”), el Director Adjunto al Director General de Operaciones, el Director Económico Financiero, el Director Corporativo de Servicios Jurídicos, el Director Ejecutivo de Upstream, el Director Ejecutivo Comercial, el Director Ejecutivo de Downstream, el Director de Participaciones Industriales, el Director de Planificación y Control de Gestión Operativa, el Director Administrativo y Fiscal, el Director de Comunicación e Imagen, el Director de Recursos Humanos, el Director de Medios, el Director de Auditoría Interna, el Director de Control de Reservas y el Director de Asuntos Institucionales.

La Sociedad ha considerado oportuno la formación de un *Comité de Dirección*, que es un comité interno compuesto por el CEO y el COO y por los ejecutivos de primera línea de las

principales áreas de negocio y corporativas que designen ambos de común acuerdo. La función principal de este Comité es brindar apoyo al CEO y al COO en la dirección y gestión ordinaria del negocio de la Compañía.

#### **8. Integración del Directorio.**

La elección de los miembros del Directorio es facultad exclusiva de la Asamblea, salvo los casos contemplados en el artículo 13 del Estatuto por el cual, ante la renuncia de un director titular y la no aceptación del cargo por parte de los directores suplentes, la Comisión Fiscalizadora puede designar el o los reemplazos a propuesta de la clase de acciones correspondiente hasta la siguiente asamblea que designe autoridades. Consecuentemente, el Directorio no ha considerado necesario en el año 2011 adoptar una política dirigida a la composición del órgano de administración con ex ejecutivos.

#### **9. Pertenencia a diversas sociedades.**

El Directorio de la Sociedad no considera inconveniente que los directores y síndicos desempeñen funciones como tales en otras entidades, en la medida que no afecte el cumplimiento de los deberes propios de sus cargos en órganos de la Sociedad.

Asimismo, el Directorio considera que la experiencia que aportan sus miembros resulta sumamente positiva para la gestión de la Sociedad. En tal sentido, los accionistas procuran que la elección de los miembros del Directorio recaiga sobre personas de reconocida solvencia, competencia y experiencia local, nacional e internacional provenientes de los más variados ámbitos del sector empresarial.

#### **10. Evaluación del Desempeño del Directorio.**

La evaluación de la gestión del Directorio es facultad de la Asamblea Ordinaria de Accionistas de acuerdo con lo previsto en el Estatuto de la Sociedad y la Ley de Sociedades Comerciales. Por tal motivo, el Directorio considera que la evaluación de su propia gestión está comprendida en la evaluación de gestión de la Sociedad y resultados del ejercicio respectivo.

Por otro lado, todas las resoluciones del Directorio quedan plasmadas en el libro de actas de dicho órgano y dan cuenta de su desempeño en la administración y dirección.

El Directorio considera adecuada esta práctica.

El Comité de Auditoría realiza anualmente una autoevaluación de su funcionamiento, resultado que presenta para consideración del Directorio.

#### **11. Capacitación y Desarrollo de Directores.**

Actualmente los ejecutivos de la Compañía realizan programas y actividades de capacitación de acuerdo con las necesidades de cada cargo y/o función que desempeñan.

Se realiza anualmente una capacitación para los directores que son miembros del Comité de Auditoría. En el Plan de Actuación del referido Comité, se incluyen –en caso de ser necesario– actividades específicas para los miembros que lo integran.

Asimismo, los ejecutivos de la Compañía participan activamente de reuniones interdisciplinarias dentro de la Compañía en las que se tratan temas relativos a la economía, política, regulatorios y demás temas de actualidad, así como en distintas actividades en las Cámaras y asociaciones profesionales a las que pertenecen.

- **INDEPENDENCIA DE LOS DIRECTORES**

**12. Directores Independientes.**

YPF cuenta actualmente con cinco (5) directores titulares que revisten la condición de independientes. El Directorio considera que ese número es adecuado a los fines de cumplir con los criterios de independencia establecidos en las Normas de la CNV.

El Directorio entiende que es suficiente que quien propone la designación de directores indique la condición de independencia de los candidatos propuestos de acuerdo con las disposiciones específicas previstas en las Normas de la CNV sobre la materia, no siendo necesario expresar una motivación adicional.

**13. Designación de Ejecutivos Gerenciales.**

Los ejecutivos de primera línea de YPF son designados por resolución del Directorio teniendo en consideración sus antecedentes profesionales y técnicos. Al ser designados, la Sociedad cumple en informarlo a la CNV y al público inversor de conformidad con las disposiciones aplicables de las Normas de la CNV.

**14. Proporción de Directores Independientes.**

La Asamblea de Accionistas tiene la política de designar la proporción de directores independientes que requiere el Decreto 677/01 sobre el Régimen de Transparencia en la Oferta Pública.

El Directorio considera que esto es facultad de la Asamblea en cumplimiento de las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales.

**15. Reunión de Directores Independientes.**

De acuerdo a las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales se considera apropiado que las reuniones de directores independientes sean exclusivamente aquellas que corresponde realizar a los integrantes del Comité de Auditoría que revisten tal condición.

- **RELACIÓN CON LOS ACCIONISTAS**

**16. Información a los accionistas.**

El Directorio de la Sociedad cumple con los regímenes informativos periódicos definidos por la normativa de la CNV, la BCBA y la SEC.

Debido a que la información relevante de la Sociedad se encuentra a disposición del público en la página web de la CNV, por existir canales de comunicación idóneos para atender los requerimientos de los accionistas, y debido a la composición actual del accionariado de la Sociedad no se ha considerado necesario promover en forma periódica reuniones informativas con los accionistas distintas de las asambleas.

**17. Atención a inquietudes y consultas de los Accionistas.**

La Sociedad cuenta con una oficina de atención a los accionistas para atender sus consultas e inquietudes que se encuentra a cargo del responsable de Relaciones con el Mercado, designado en cumplimiento de las Normas de la CNV. Asimismo, con periodicidad trimestral, la Sociedad emite notas de analistas, en las cuales informa los resultados de su gestión, entre otros, para conocimiento de los Accionistas en general, órganos sociales y autoridad de control.

**18. Participación de Accionistas Minoritarios en Asamblea.**

La Sociedad cumple con las publicaciones exigidas por la normativa vigente, en virtud de la cual se publican las convocatorias en el Boletín Oficial de la República Argentina, en el Boletín de la Bolsa



de Comercio de Buenos Aires, en la Autopista de la Información Financiera de la CNV y en un diario de gran circulación, por lo que el llamado a Asamblea adquiere amplia difusión. En el año 2011, debido a la composición actual del accionariado de la Sociedad, no se ha considerado necesario adoptar otras medidas particulares dirigidas a promover la asistencia y participación de accionistas minoritarios en las asambleas.

#### **19. Mercado de Control.**

YPF tiene previsto actualmente un régimen de oferta pública de adquisición en su Estatuto Social, regulando con disposiciones específicas los requisitos y pautas que se deben seguir en aquellos casos que el Estatuto considera "Adquisiciones de Control", a fin de proteger a todos los accionistas.

La Sociedad no se encuentra adherida al Régimen Estatutario Optativo de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria previsto por el artículo 24 del Decreto 677/2001.

#### **20. Política de Dividendos.**

Conforme lo dispone la LSC, la fijación de la política de dividendos es tema que corresponde a la Asamblea de Accionistas; el Directorio sólo propone –en su caso- su pago de acuerdo con las facultades que le confieren el Estatuto de la Sociedad y la LSC.

Adicionalmente, se informa que los accionistas principales de la Sociedad han hecho público sus acuerdos sobre política de dividendos consistentes en potenciar una política que contribuya a la caracterización de las acciones de la Sociedad en los mercados como potencialmente atractivas por su *pay out*.

- **RELACIÓN CON LA COMUNIDAD**

#### **21. Comunicación vía Internet.**

La Compañía cuenta con un sitio Web particular de libre acceso que, actualizado, fácil, suficiente y diferenciadamente, suministra información y es apto para recoger inquietudes de los usuarios.

El sitio es: [www.ypf.com](http://www.ypf.com)

#### **22. Requisitos del sitio.**

La información transmitida por medios electrónicos responde a los más altos estándares de confidencialidad e integridad y propende a la conservación y registro de la información.

- **COMITÉS**

#### **23. Presidencia del Comité por un Director Independiente.**

El Presidente del Comité de Auditoría es designado por el Directorio de la Sociedad. Si bien no es requisito legal que la Presidencia del Comité de Auditoría corresponda en todo momento a un miembro independiente, en el caso de YPF, actualmente los cinco miembros del Comité revisten la condición de independientes.

#### **24. Rotación de Síndicos y/o Auditores Externos.**

La Sociedad aplica la normativa vigente en materia de Control de Calidad de las Auditorías Externas de la CNV y la normativa de la SEC sobre independencia de los auditores externos (Release N° 33-8183), en virtud de la cual las firmas de auditoría deben rotar a sus socios. Debido a que las normas de la SEC son más estrictas en relación al período de rotación, la Sociedad y sus auditores externos siguen estas últimas. En tal sentido, el período máximo en el cual el socio principal que brinda el servicio de auditoría externa de la Sociedad puede conducir dichas tareas de auditoría en una entidad registrada en la SEC, no debe superar los cinco (5) años en forma continuada. Después de dicho período, el socio no podrá reintegrarse al equipo de auditoría de la

entidad por un plazo de cinco años. Durante ese período el socio no podrá participar en la auditoría de la entidad.

En relación con la rotación de firmas de auditores el Directorio ha observado que dicha práctica es desaconsejada en general.

Sin perjuicio de lo expuesto, el Comité de Auditoría evalúa anualmente la idoneidad, independencia y desempeño del auditor externo y de los miembros del equipo de auditoría.

La Sociedad no cuenta con políticas particulares sobre rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora.

El Directorio considera innecesaria la rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora.

**25. Doble carácter de Síndico y Auditor.**

Los integrantes de la Comisión Fiscalizadora no desempeñan la auditoría externa ni pertenecen a la firma Deloitte & Co. S.R.L. que presta actualmente los servicios de auditoría externa a la Sociedad.

**26. Sistemas de Compensación. 27. Comité de Nombramientos y Gobierno Societario. 28. Política de no discriminación en la integración del Directorio.**

El Directorio tiene directamente a su cargo la designación de los ejecutivos de primera línea de la Sociedad.

Por otra parte, la remuneración de los miembros del directorio es fijada por la Asamblea de Accionistas de acuerdo a los resultados económicos y financieros del ejercicio en consideración y conforme las pautas legales objetivas y escalas fijadas por el artículo 261 de la LSC y el Capítulo III de las Normas de la CNV. La Sociedad cumple con la presentación de información sobre remuneraciones de los directores prevista en las Normas de la CNV referidas.

En materia de políticas de no discriminación, la Norma de Ética y Conducta de YPF establece que el crecimiento profesional de cada empleado está íntimamente ligado al desarrollo integral de la persona. Por este motivo promueve la formación de sus empleados fomentando un ambiente en el que la igualdad de oportunidades laborales llegue a todos y cada uno de sus miembros y asegurando la no discriminación. La promoción se funda en el mérito, la capacidad y el desempeño de las funciones profesionales. Dicha Norma también dispone que los empleados de la Sociedad deberán tratarse con respeto, propiciando un ambiente de trabajo cómodo, saludable y seguro, absteniéndose de emplear cualquier conducta agravante o que suponga algún tipo de discriminación por motivos de raza, ideas religiosas, políticas o sindicales, nacionalidad, lengua, sexo, estado civil, edad o incapacidad.

\*\*\*\*\*

## Informe de los Auditores Independientes

A los Señores Directores de  
**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

CUIT N°: 30-54668997-9  
Domicilio Legal: Macacha Güemes 515  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires

### 1. Identificación de los estados contables objeto de la auditoría

Hemos efectuado un examen de:

- a) los estados contables de YPF SOCIEDAD ANONIMA (en adelante, mencionada indistintamente como “YPF SOCIEDAD ANONIMA” o la “Sociedad”) que incluyen el balance general al 31 de diciembre de 2011, los correspondientes estados de resultados, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha y la información complementaria contenida en sus notas 1 a 12 y sus anexos A, C, E, F, G y H; y
- b) los estados contables consolidados de la Sociedad con sus sociedades controladas y en las que se ejerce control conjunto, incluidos como Cuadro I, que incluyen el balance general consolidado al 31 de diciembre de 2011, los correspondientes estados consolidados de resultados y de flujo de efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha y la información complementaria consolidada contenida en sus notas 1 a 4 y sus anexos A y H.

Los estados contables e información complementaria detallados en los apartados a) y b) anteriores se presentan en forma comparativa con la información que surge de los estados contables individuales y consolidados e información complementaria al 31 de diciembre de 2010 y 2009, estos últimos, luego de dar efecto retroactivo al cambio en el tratamiento contable del pasivo por impuesto diferido originado por la aplicación del ajuste por inflación, que se describe en la Nota 1.b a los estados contables individuales mencionados en el apartado a) de este capítulo.

El Directorio y la Gerencia de la Sociedad son responsables por la preparación y presentación razonable de los estados contables de acuerdo con las normas contables profesionales vigentes en la República Argentina (Resoluciones Técnicas emitidas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas que no incluyen las referidas a la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera) y las normas de la Comisión Nacional de Valores. Esta responsabilidad incluye: (i) diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación razonable de estados contables, de manera que éstos no incluyan distorsiones significativas originadas en errores u omisiones o en irregularidades, (ii) seleccionar y aplicar políticas contables apropiadas, y (iii) efectuar las estimaciones que resulten razonables en las circunstancias. Nuestra responsabilidad

consiste en expresar una opinión sobre dichos estados contables basada en nuestro examen efectuado con el alcance mencionado en el capítulo 2 siguiente.

## **2. Alcance del trabajo**

Nuestro examen se practicó de acuerdo con las normas de auditoría vigentes en la República Argentina. Estas normas requieren que planifiquemos y desarrollemos la auditoría con el objeto de obtener un razonable grado de seguridad de que los estados contables no incluyan errores significativos.

Una auditoría involucra aplicar procedimientos, sustancialmente sobre bases selectivas, para obtener evidencias sobre la información expuesta en los estados contables. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor e incluyen su evaluación de los riesgos de que existan distorsiones significativas en los estados contables originadas en errores u omisiones o en irregularidades. Al realizar estas evaluaciones de riesgo, el auditor considera el control interno existente en la Sociedad, relevante para la preparación y presentación razonable de los estados contables, pero no efectúa una evaluación del control interno vigente con el propósito de expresar una opinión sobre su efectividad sino con la finalidad de seleccionar los procedimientos de auditoría que resulten apropiados a las circunstancias.

Asimismo, una auditoría incluye evaluar la apropiada aplicación de las normas contables y la razonabilidad de las estimaciones contables hechas por el Directorio y la Gerencia de la Sociedad, así como la presentación general de los estados contables. Entendemos que los elementos de juicio obtenidos constituyen una base suficiente y apropiada como para respaldar nuestro dictamen de auditoría.

## **3. Aclaraciones previas**

Tal como se indica en la nota 11 a los estados contables adjuntos, las partidas y cifras contenidas en las conciliaciones incluidas en dicha nota, están sujetas a los cambios que pudieran producirse como consecuencia de variaciones en las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) que finalmente se apliquen y sólo podrán considerarse definitivas cuando se preparen los estados financieros anuales correspondientes al ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2012, que es el ejercicio en que por primera vez se aplicaran las NIIF.

## **4. Dictamen**

En nuestra opinión,

- a) los estados contables individuales mencionados en el apartado a) del capítulo 1 de este informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de YPF SOCIEDAD ANONIMA al 31 de diciembre de 2011, y los resultados de sus operaciones, la evolución de su patrimonio neto y el flujo de su efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha de acuerdo con las normas contables profesionales vigentes en la República Argentina; y
- b) los estados contables consolidados, mencionados en el apartado b) del capítulo 1 de este informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial consolidada de YPF SOCIEDAD ANONIMA con sus

sociedades controladas y en las que ejerce control conjunto, al 31 de diciembre de 2011, y los resultados consolidados de sus operaciones y el flujo consolidado de su efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha de acuerdo con las normas contables profesionales vigentes en la República Argentina.

Nuestros informes sobre los estados contables individuales y consolidados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, cuyas cifras se presentan con fines comparativos y son las de los estados contables de aquellos ejercicios, en el caso de las cifras correspondientes al ejercicio 2009, luego de dar efecto retroactivo al cambio en el tratamiento contable del pasivo por impuesto diferido originado por la aplicación del ajuste por inflación, que se describe en la Nota 1.b a los estados contables individuales mencionados en el apartado a) del capítulo 1 de este informe, cambio con el que estamos de acuerdo, fueron emitidos con opinión favorable sin salvedades con fechas 2 de marzo de 2011 y 4 de marzo de 2010, respectivamente.

## **5. Información requerida por disposiciones vigentes**

- a) Los estados contables identificados en el capítulo 1 de este informe se exponen, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 19.550 y en las normas aplicables de la Comisión Nacional de Valores.
- b) Las cifras de los estados contables mencionados en el apartado a) del capítulo 1 de este informe surgen de los registros contables de la Sociedad que, en sus aspectos formales, han sido llevados de conformidad con las disposiciones legales vigentes. En cumplimiento del artículo 6° de la Resolución General N° 402/02 de la Comisión Nacional de Valores informamos que según nuestro criterio, los sistemas de registro contable mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base a las cuales fueron oportunamente autorizadas.
- c) Los estados contables mencionados en el capítulo 1 de este informe se encuentran transcritos en el libro Inventario y balances.
- d) Como parte de nuestro trabajo, cuyo alcance se describe en el capítulo 2 de este informe, hemos revisado la Información adicional a las notas de los estados contables requerida por el artículo N° 68 del Reglamento de Cotización de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y la Reseña informativa requerida por la Comisión Nacional de Valores, preparadas por el Directorio y sobre las cuales, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular. La información correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, incluida en la Reseña informativa con fines comparativos, contempla el efecto retroactivo del cambio en el tratamiento contable del pasivo por impuesto diferido originado por la aplicación del ajuste por inflación, que se describe en la Nota 1.b a los estados contables individuales mencionados en el apartado a) del capítulo 1 de este informe, cambio con el que estamos de acuerdo.

- e) Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos de origen delictivo y financiación del terrorismo previstos en la Resolución C.D. N° 77/2011 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
  
- f) En cumplimiento de las normas de la Resolución General N° 400/02 de la Comisión Nacional de Valores, informamos las siguientes relaciones porcentuales correspondientes a los honorarios facturados directa o indirectamente por nuestra sociedad profesional:
  - 1. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados contables y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad, y el total de honorarios por todo concepto, incluidos los servicios de auditoría: 99%.
  - 2. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados contables y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad, y el total de honorarios por servicios de auditoría facturados a la Sociedad y a sus sociedades controladas y vinculadas: 68%.
  - 3. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados contables y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad y el total de honorarios por todo concepto facturados a la Sociedad y sus sociedades controladas y vinculadas por todo concepto, incluidos los servicios de auditoría: 66%.
  
- g) Según surge de los registros contables de la Sociedad mencionados en el apartado b) de este capítulo, el pasivo devengado al 31 de diciembre de 2011 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a \$ 55.092.079 y no era exigible a esa fecha.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 8 de marzo de 2012

Deloitte & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

Diego O. De Vivo  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

# YPF SOCIEDAD ANONIMA

## ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS

### Indice

	<b>Página</b>
Carátula	1
Estados Contables Consolidados	
– Balances generales consolidados	2
– Estados de resultados consolidados	3
– Estados de flujo de efectivo consolidados	4
– Notas a los estados contables consolidados	5
– Anexos a los estados contables consolidados	22
Estados Contables Individuales	
– Balances generales	24
– Estados de resultados	25
– Estados de evolución del patrimonio neto	26
– Estados de flujo de efectivo	27
– Notas a los estados contables	28
– Anexos a los estados contables	71

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

**EJERCICIO ECONOMICO Nº 35****INICIADO EL 1 DE ENERO DE 2011****ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS**

Actividad principal de la Sociedad: estudio, exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales, como asimismo, la industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados, incluyendo también productos petroquímicos, y químicos y combustibles de origen no fósil, biocombustibles y sus componentes, la generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos, la prestación de servicios de telecomunicaciones, así como también la producción, industrialización, procesamiento, comercialización, servicios de acondicionamiento, transporte y acopio de granos y sus derivados.

Fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio: 2 de junio de 1977.

Fecha de finalización del Contrato Social: 15 de junio de 2093.

Ultima modificación de los estatutos: 14 de abril de 2010.

Régimen Estatutario Optativo de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria previsto por el artículo 24 del Decreto Nº 677/2001: no adherida.

**Composición del capital al 31 de diciembre de 2011**

(expresado en pesos)

	<b>Suscripto, integrado y autorizado a la oferta pública</b> (Nota 4 a los estados contables básicos)
- Acciones ordinarias, escriturales de v/n \$10 con derecho a 1 voto por acción	3.933.127.930

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director



**YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO****BALANCE GENERAL CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS**

(expresados en millones de pesos - Nota 1.a a los estados contables básicos)

	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>
<b>Activo Corriente</b>			
Caja y bancos	899	570	669
Inversiones (Nota 2.a)	562	1.957	1.476
Créditos por ventas (Nota 2.b)	3.473	3.322	2.831
Otros créditos (Nota 2.c)	3.090	3.089	2.490
Bienes de cambio (Nota 2.d)	6.074	3.865	3.066
Total del activo corriente	<u>14.098</u>	<u>12.803</u>	<u>10.532</u>
<b>Activo No Corriente</b>			
Créditos por ventas (Nota 2.b)	22	28	22
Otros créditos (Nota 2.c)	989	1.587	527
Inversiones (Nota 2.a)	633	594	661
Bienes de uso (Nota 2.e)	39.650	31.567	27.993
Activos intangibles	7	10	12
Total del activo no corriente	<u>41.301</u>	<u>33.786</u>	<u>29.215</u>
Total del activo	<u>55.399</u>	<u>46.589</u>	<u>39.747</u>
<b>Pasivo Corriente</b>			
Cuentas por pagar (Nota 2.f)	11.915	7.639	5.863
Préstamos (Nota 2.g)	8.113	6.176	4.679
Remuneraciones y cargas sociales	569	421	298
Cargas fiscales	812	2.571	1.437
Previsiones	396	295	341
Total del pasivo corriente	<u>21.805</u>	<u>17.102</u>	<u>12.618</u>
<b>Pasivo No Corriente</b>			
Cuentas por pagar (Nota 2.f)	6.880	5.616	4.391
Préstamos (Nota 2.g)	4.654	1.613	2.140
Remuneraciones y cargas sociales	181	168	110
Cargas fiscales	623	523	828
Previsiones	2.521	2.527	1.959
Total del pasivo no corriente	<u>14.859</u>	<u>10.447</u>	<u>9.428</u>
Total del pasivo	<u>36.664</u>	<u>27.549</u>	<u>22.046</u>
<b>Patrimonio Neto</b>	<u>18.735</u>	<u>19.040</u>	<u>17.701</u>
Total del pasivo y patrimonio neto	<u>55.399</u>	<u>46.589</u>	<u>39.747</u>

Las Notas 1 a 4, los estados complementarios adjuntos al Cuadro I (Anexos A y H) y los estados contables básicos de YPF, son parte integrante de y deben leerse juntamente con estos estados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

**YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO****ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO****POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS**

(expresados en millones de pesos, excepto las cifras por acción expresadas en pesos - Nota 1.a a los estados contables básicos)

	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Ventas netas	56.697	44.162	34.320
Costo de ventas	(41.932)	(29.899)	(23.177)
<b>Utilidad bruta</b>	<b>14.765</b>	<b>14.263</b>	<b>11.143</b>
Gastos de comercialización (Anexo H)	(3.723)	(3.015)	(2.490)
Gastos de administración (Anexo H)	(1.905)	(1.429)	(1.102)
Gastos de exploración (Anexo H)	(574)	(344)	(552)
<b>Utilidad operativa</b>	<b>8.563</b>	<b>9.475</b>	<b>6.999</b>
Resultados de inversiones no corrientes	92	79	(9)
Otros (egresos) ingresos, netos (Nota 2.i)	(62)	(155)	159
Resultados financieros y por tenencia:			
Generados por activos			
Intereses	184	118	109
Diferencias de cambio	524	202	182
Resultado por tenencia de bienes de cambio	1.089	676	(11)
Generados por pasivos			
Intereses	(1.095)	(931)	(958)
Diferencias de cambio	(1.049)	(444)	(564)
<b>Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>8.246</b>	<b>9.020</b>	<b>5.907</b>
Impuesto a las ganancias	(2.950)	(3.230)	(2.218)
<b>Utilidad neta</b>	<b>5.296</b>	<b>5.790</b>	<b>3.689</b>
<b>Utilidad neta por acción</b>	<b>13,47</b>	<b>14,72</b>	<b>9,38</b>

Las Notas 1 a 4, los estados complementarios adjuntos al Cuadro I (Anexos A y H) y los estados contables básicos de YPF, son parte integrante de y deben leerse juntamente con estos estados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

**YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO****ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO****POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS**

(expresados en millones de pesos - Nota 1.a a los estados contables básicos)

	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
<b>Efectivo generado por las operaciones</b>			
Utilidad neta	5.296	5.790	3.689
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:			
Resultados de inversiones no corrientes	(92)	(79)	9
Depreciación de bienes de uso	5.466	5.273	4.832
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso netas de provisiones	941	572	645
Aumento de provisiones de bienes de uso	18	72	1
Cargo por impuesto a las ganancias	2.950	3.230	2.218
Aumento de provisiones incluidas en el pasivo	804	1.310	1.062
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	38	(407)	(21)
Otros créditos	785	(1.575)	(725)
Bienes de cambio	(2.209)	(799)	383
Cuentas por pagar	2.608	1.809	(461)
Remuneraciones y cargas sociales	146	181	43
Cargas fiscales	(183)	(259)	(762)
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo	(709)	(788)	(1.207)
Intereses, diferencias de cambio y otros	1.300	498	746
Dividendos cobrados	37	40	38
Pagos de impuesto a las ganancias	(4.426)	(2.142)	(1.076)
Efectivo neto generado por las operaciones	<u>12.770<sup>(1)</sup></u>	<u>12.726<sup>(1)</sup></u>	<u>9.414<sup>(1)</sup></u>
<b>Efectivo aplicado a las actividades de inversión</b>			
Adquisiciones de bienes de uso	(12.289) <sup>(2)</sup>	(8.729) <sup>(2)</sup>	(5.636) <sup>(2)</sup>
Retiros de capital en inversiones no corrientes	-	-	3
Inversiones no consideradas efectivo	11	105	30
Efectivo neto aplicado a las actividades de inversión	<u>(12.278)</u>	<u>(8.624)</u>	<u>(5.603)</u>
<b>Efectivo aplicado a las actividades de financiación</b>			
Pago de préstamos	(17.748)	(13.454)	(13.870)
Préstamos obtenidos	21.742	14.178	15.886
Dividendos pagados	(5.565)	(4.444)	(4.897)
Efectivo neto aplicado a las actividades de financiación	<u>(1.571)</u>	<u>(3.720)</u>	<u>(2.881)</u>
<b>(Disminución) aumento neto del efectivo</b>	<u>(1.079)</u>	<u>382</u>	<u>930</u>
Efectivo al inicio del ejercicio	2.527	2.145	1.215
Efectivo al cierre del ejercicio	<u>1.448</u>	<u>2.527</u>	<u>2.145</u>
<b>(Disminución) aumento neto del efectivo</b>	<u>(1.079)</u>	<u>382</u>	<u>930</u>

Ver información adicional sobre los estados de flujo de efectivo en Nota 1.a a los estados contables básicos y sobre la composición de efectivo en Nota 2.a.

- (1) Incluye (469), (344) y (372) correspondientes a intereses pagados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.
- (2) Incluye (276), (146) y (529) correspondientes a los pagos efectuados en relación con la extensión de ciertas concesiones de explotación en las Provincias de Mendoza y Neuquén (Nota 9.c a los estados contables básicos), durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

Las Notas 1 a 4, los estados complementarios adjuntos al Cuadro I (Anexos A y H) y los estados contables básicos de YPF, son parte integrante de y deben leerse juntamente con estos estados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

## YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO

### NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS

#### POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS

(cifras expresadas en millones de pesos - Nota 1.a a los estados contables básicos, excepto donde se indica en forma expresa)

#### 1. ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS

En virtud de la Resolución General N° 368 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), YPF Sociedad Anónima (la "Sociedad" o "YPF") presenta sus estados contables consolidados, incluidos en el Cuadro I, precediendo a sus estados contables básicos. Los presentes estados contables consolidados son complementarios y deben ser leídos juntamente con los estados contables básicos.

##### a) Bases de presentación:

Siguiendo el procedimiento establecido en la Resolución Técnica N° 21 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("F.A.C.P.C.E."), YPF ha consolidado sus balances generales y los estados de resultados y de flujo de efectivo, según se detalla a continuación:

- Las inversiones y resultados en sociedades controladas, en las que se posee los votos necesarios para formar la voluntad social, son sustituidos por los activos, pasivos y resultados, los que se agrupan con los de la Sociedad luego de realizar las eliminaciones de los saldos y operaciones con las mencionadas sociedades y otros ajustes de consolidación que correspondan.
- Las inversiones y resultados en sociedades sobre las que se ejerce control conjunto son sustituidos por los activos, pasivos y resultados, en proporción al porcentaje de tenencia y considerando las eliminaciones de los saldos y operaciones con las mencionadas sociedades y otros ajustes de consolidación que correspondan.

Las participaciones en las sociedades en que se ejerce control y control conjunto se detallan en el Anexo C a los estados contables básicos.

##### b) Estados contables utilizados en la consolidación:

Se han utilizado los últimos estados contables disponibles de las sociedades sobre las cuales YPF ejerce control o control conjunto, considerando, en caso de corresponder, los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible y las transacciones entre YPF y las sociedades relacionadas, que hubieran modificado el patrimonio neto de las segundas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

### c) Criterios de valuación:

Los rubros que no están contenidos en los estados contables básicos de la Sociedad fueron valuados de la siguiente manera:

#### **Remuneraciones y cargas sociales - Planes de beneficios**

YPF Holdings Inc., sociedad con operaciones en Estados Unidos de América, posee determinados planes de beneficios definidos y beneficios posteriores al retiro y al empleo.

La política de financiamiento relacionada con los planes de beneficios definidos al 31 de diciembre de 2011 consiste en aportar montos suficientes para dar cumplimiento a los requisitos de financiamiento mínimos establecidos en las regulaciones gubernamentales respectivas, más los montos adicionales que la Dirección considere apropiados.

Adicionalmente, YPF Holdings Inc. proporciona determinados beneficios de atención médica y de seguro de vida a ciertos empleados retirados y, asimismo, ciertos seguros y beneficios de retiro a individuos en el caso que la relación laboral fuese terminada por YPF Holdings Inc. con anterioridad al retiro normal. Los empleados pueden acceder a los beneficios mencionados si cumplen con los requisitos mínimos de edad y años de servicio. YPF Holdings Inc. registra los beneficios otorgados cuando el pago del beneficio es probable y cuando su monto puede estimarse razonablemente. No se han reservado activos específicos para los beneficios posteriores al retiro y al empleo y, consecuentemente, los pagos relacionados a los mismos son desembolsados a medida que los reclamos son notificados.

Durante el ejercicio 2008, YPF Holdings Inc. discontinuó los planes de atención médica a ciertos empleados retirados, algunos de los cuales fueron reincorporados al plan durante 2010. El efecto en resultados de la discontinuación y la reincorporación mencionada, no ha sido significativo.

Los planes mencionados anteriormente se valúan a su valor presente, se devengan en razón de los servicios prestados por los empleados afectados a los planes respectivos y se exponen en el rubro del pasivo no corriente "Remuneraciones y cargas sociales". Las pérdidas y ganancias por cambios en los supuestos actuariales se reconocen en el rubro "Otros (egresos) ingresos, netos" del estado de resultados.

Los desgloses adicionales relacionados con los planes de pensión y beneficios posteriores al retiro y al empleo se incluyen en la Nota 2.h.

#### **Ingresos y costos de actividades de construcción**

Los ingresos y costos relacionados con las actividades de construcción desarrollados por sociedades controladas, son registrados por el método de avance de obra. Los ajustes a los valores de los contratos y las reestimaciones de costos son imputados al resultado del ejercicio en que se determinan. Las pérdidas anticipadas por contratos en curso son imputadas al resultado del ejercicio en que se identifican.

### d) Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF")

En las notas 1.a) y 11 a los estados contables básicos se expone la información relativa al proceso de adopción de las NIIF y las conciliaciones del Patrimonio y del Resultado de acuerdo a lo estipulado por la Resolución Técnica N° 29. Dichas conciliaciones no difieren significativamente de las conciliaciones que se expondrían a nivel consolidado, por lo que se ha omitido la presentación de éstas últimas.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

## 2. DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS DE LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS

Se indica a continuación la composición de los principales rubros de los estados contables consolidados:

### Balance General Consolidado al 31 de Diciembre de 2011 y Comparativos

#### a) Inversiones:

	2011		2010		2009	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Colocaciones transitorias	562 <sup>(1)(3)</sup>	21 <sup>(3)</sup>	1.957 <sup>(1)</sup>	45 <sup>(3)</sup>	1.476 <sup>(1)</sup>	150 <sup>(3)</sup>
Participación en sociedades	-	668 <sup>(2)</sup>	-	628 <sup>(2)</sup>	-	636 <sup>(2)</sup>
Previsión para desvalorización de participaciones en sociedades	-	(56) <sup>(2)</sup>	-	(79) <sup>(2)</sup>	-	(125) <sup>(2)</sup>
	562	633	1.957	594	1.476	661

- (1) Incluye 549, 1.957 y 1.476 al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente, que corresponden a inversiones con vencimiento originalmente pactado inferior a tres meses.
- (2) Adicionalmente a las sociedades vinculadas y otras sociedades incluidas en el Anexo C a los estados contables básicos, incluye la participación en Gas Argentino S.A. ("GASA"). Con fecha 19 de mayo de 2009, GASA solicitó el concurso preventivo, el cual fue abierto con fecha 8 de junio de 2009. El valor patrimonial proporcional en dicha sociedad se encuentra totalmente provisionado.
- (3) Incluye 15, 45 y 150 al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente, que corresponden a fondos restringidos, que representan depósitos en bancos utilizados como garantía ante organismos gubernamentales.

#### b) Créditos por ventas:

	2011		2010		2009	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Deudores comunes	3.432	22	3.450	28	2.963	22
Sociedades relacionadas	498	-	339	-	281	-
	3.930	22	3.789	28	3.244	22
Previsión para deudores por ventas de cobro dudoso	(457)	-	(467)	-	(413)	-
	3.473	22	3.322	28	2.831	22

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

**c) Otros créditos:**

	2011		2010		2009	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Créditos de impuestos, reembolsos por exportaciones e incentivos a la producción	1.313	15	1.882	814	1.403	16
Deudores por servicios	227	-	178	-	105	-
Gastos pagados por adelantado	301	129	174	78	208	82
Cánones y derechos	9	26	17	27	17	38
Sociedades relacionadas	173	291 <sup>(1)</sup>	151 <sup>(1)</sup>	256 <sup>(1)</sup>	192 <sup>(1)</sup>	74 <sup>(1)</sup>
Préstamos a clientes	33	56	26	70	30	69
Aporte a fideicomiso Obra Sur	21	98	13	115	-	119
Anticipos a proveedores	261	-	250	-	125	-
Depósitos en garantía	161	38	165	56	177	4
Anticipos y préstamos a empleados	104	-	51	-	42	-
Créditos con socios de Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	56	278	-	94	-	69
Diversos	524	67	275	93	285	73
	<u>3.183</u>	<u>998</u>	<u>3.182</u>	<u>1.603</u>	<u>2.584</u>	<u>544</u>
Previsión para otros créditos de cobro dudoso	(93)	-	(93)	-	(94)	-
Previsión para valorar otros créditos a su valor recuperable	-	(9)	-	(16)	-	(17)
	<u><u>3.090</u></u>	<u><u>989</u></u>	<u><u>3.089</u></u>	<u><u>1.587</u></u>	<u><u>2.490</u></u>	<u><u>527</u></u>

(1) En adición a lo detallado en la Nota 7 a los estados contables básicos (saldos con sociedades relacionadas no consolidadas), incluye principalmente 291, 257 y 234 con Central Dock Sud S.A., al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente, por préstamos otorgados que devengan interés a una tasa anual fija que alcanza en promedio el 4,82%.

**d) Bienes de cambio:**

	2011	2010	2009
Productos terminados	3.728	2.377	1.715
Petróleo crudo y gas natural	1.650	1.061	989
Productos en proceso	64	67	59
Obras para terceros en ejecución	256	32	-
Materia prima, envases y otros	376	328	303
	<u>6.074</u>	<u>3.865</u>	<u>3.066</u>

**e) Bienes de uso:**

	2011	2010	2009
Valor residual de bienes de uso (Anexo A)	39.757	31.669	28.033
Previsión para materiales y equipos obsoletos	(107)	(99)	(37)
Previsión para perforaciones exploratorias improductivas	-	(3)	(3)
	<u>39.650</u>	<u>31.567</u>	<u>27.993</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

**f) Cuentas por pagar:**

	2011		2010		2009	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Proveedores	9.295	38	6.170	34	4.576	40
Obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	252	6.329	243	5.228	238	4.016
Sociedades relacionadas	353	-	309	-	249	-
Participación en sociedades con patrimonio neto negativo	-	-	5	-	6	-
Extensión concesiones Provincias de Mendoza y Neuquén	451	-	-	-	142	-
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	714	-	409	-	358	-
Pasivos ambientales	303	221	302	205	179	285
Diversas	547	292	201	149	115	50
	<b>11.915</b>	<b>6.880</b>	<b>7.639</b>	<b>5.616</b>	<b>5.863</b>	<b>4.391</b>

**g) Préstamos:**

	Tasa de Interés <sup>(1)</sup>	Vencimiento del Capital	2011		2010		2009	
			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Obligaciones Negociables <sup>(2)</sup>	4,00 – 19,99%	2012 - 2028	313	678	361	626	6	547
Sociedades relacionadas	3,93%	2013	-	538	458	97	912	380
Otras deudas financieras	1,00 – 29,00%	2012 - 2017	7.800 <sup>(3)</sup>	3.438 <sup>(3)</sup>	5.357	890	3.761	1.213
			<b>8.113<sup>(4)</sup></b>	<b>4.654<sup>(4)</sup></b>	<b>6.176</b>	<b>1.613</b>	<b>4.679</b>	<b>2.140</b>

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2011.

(2) Se exponen netas de 75, 52 y 38 de Obligaciones Negociables propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(3) Incluyen aproximadamente 9.425 que corresponden a préstamos pactados en dólares, de los cuales 9.276 devengan una tasa de interés fija de entre 1,00% y 7,74%, y 149 una tasa de interés variable LIBO más un spread entre 4,37% y 5,25%.

(4) Al 31 de diciembre de 2011, 8.831 devengan una tasa de interés fija, 301 una tasa de interés variable BADLAR más 2,60% y 3.635 una tasa de interés variable LIBO más un spread entre 3,35% y 5,25%.

**h) Planes de beneficios:****Planes de beneficios definidos**

	2011	2010	2009
Valor actual de las obligaciones	143	130	93
Valor de mercado de los activos	-	-	-
Pérdidas actuariales diferidas	-	-	-
Pasivo neto reconocido	<b>143</b>	<b>130</b>	<b>93</b>

**Evolución del pasivo por planes de beneficios definidos**

	2011	2010	2009
Pasivos al inicio del ejercicio	130	93	117
Diferencias de traslación	13	4	14
Costos del servicio	-	-	-
Costos por intereses	6	7	8
Pérdidas (ganancias) actuariales	12	21	(33)
Beneficios pagados, cancelaciones y enmiendas	(18)	5	(13)
Pasivos al cierre del ejercicio	<b>143</b>	<b>130</b>	<b>93</b>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°3

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°223 - F°190



**Evolución del activo por planes de beneficios definidos**

	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Valor de mercado de los activos al inicio del ejercicio	-	-	-
Contribuciones del empleador y empleados	18	13	13
Beneficios pagados y cancelaciones	(18)	(13)	(13)
Valor de mercado de los activos al cierre del ejercicio	-	-	-

**(Pérdida) Ganancia****Importes reconocidos en el Estado de Resultados**

	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Costos del servicio	-	-	-
Costos por intereses	(6)	(7)	(8)
(Pérdidas) ganancias actuariales netas reconocidas en el ejercicio	(12)	(21)	33
Pérdidas por cancelaciones y enmiendas	-	(17)	-
Total registrado en otros (egresos) ingresos, netos (Nota 2.i)	(18)	(45)	25

**Supuestos actuariales utilizados**

	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Tasa de descuento	3,4%-3,7%	4,7%	5,5%
Rendimiento esperado de los activos	N/A	N/A	N/A
Aumentos futuros de remuneraciones	N/A	N/A	N/A

**Tendencia de los costos de atención médica**

A los efectos de medición se ha estimado una tasa de crecimiento anual del 8,1% en el costo per cápita de los beneficios de atención médica cubiertos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011. Se presume que la tasa se reducirá 0,3 puntos porcentuales por año hasta 2024, año a partir del cual la tasa se mantendrá sin variaciones en 4,5%.

**Estado de Resultados Consolidado al 31 de Diciembre de 2011 y Comparativos****i) Otros (egresos) ingresos, netos:**

	<b>(Pérdida) Ganancia</b>		
	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
(Previsión) recupero para juicios pendientes y otros reclamos	(80)	(138)	106
Remediación medioambiental de YPF Holdings Inc.	(220)	(124)	(134)
Recupero de siniestros	142	55	98
Planes de pensiones de beneficios definidos y otros beneficios (Nota 2.h)	(18)	(45)	25
Diversos	114	97	64
	(62)	(155)	159

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

### 3. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS DE SOCIEDADES RELACIONADAS

Las leyes y reglamentaciones relacionadas con la calidad de la salud y el medio ambiente en los Estados Unidos de América afectan a la mayoría de las operaciones de YPF Holdings Inc. (en adelante, indistintamente "YPF Holdings Inc." o "YPF Holdings"). Estas leyes y reglamentaciones establecen varias normas que rigen ciertos aspectos de la salud y la calidad del medio ambiente, establecen penalidades y otras responsabilidades por la violación de tales normas y establecen en ciertas circunstancias obligaciones de remediación.

YPF Holdings Inc. considera que sus políticas y procedimientos en el área de control de la contaminación, seguridad de productos e higiene laboral son adecuados para prevenir en forma razonable riesgos en materia ambiental u otro tipo de daños y del resultante perjuicio financiero en relación con sus actividades. Sin embargo, existen ciertos riesgos ambientales y otro tipo de daños inherentes a operaciones particulares de YPF Holdings Inc., y como se señala en párrafos siguientes, Maxus Energy Corporation ("Maxus") y Tierra Solutions, Inc. ("TS"), sociedades controladas a través de YPF Holdings Inc., que tendrían ciertas obligaciones potenciales relacionadas con antiguas operaciones de una ex subsidiaria de Maxus.

YPF Holdings Inc. no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán o aplicarán las reglamentaciones futuras o existentes. El cumplimiento de leyes y reglamentaciones más exigentes, como así también políticas de aplicación más rigurosas por parte de las entidades regulatorias, podrían requerir en el futuro gastos significativos por parte de YPF Holdings Inc. para la instalación y operación de sistemas y equipos para tareas de remediación y posibles obligaciones de dragado, entre otros aspectos. Asimismo, ciertas leyes contemplan la recomposición de los daños a los recursos naturales por las partes responsables y establecen la implementación de medidas provisorias que mitiguen los riesgos inminentes y sustanciales para el medio ambiente. Tales gastos potenciales no pueden ser estimados razonablemente.

En las siguientes discusiones, las referencias a YPF Holdings Inc. incluyen, según corresponda y al sólo efecto de esta información, referencias a Maxus y TS.

En relación con la venta de una ex subsidiaria de Maxus, Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") a Occidental Petroleum Corporation ("Occidental") en 1986, Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental por ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio o las actividades de Chemicals, anteriores al 4 de septiembre de 1986 (la "fecha de venta") incluyendo responsabilidades ambientales relacionadas con plantas químicas y vertederos de residuos utilizados por Chemicals antes de la fecha de venta.

Al 31 de diciembre de 2011, el total de provisiones para contingencias medioambientales y otros reclamos asciende a aproximadamente 665. La Gerencia de YPF Holdings Inc. considera que ha provisionado adecuadamente todas las contingencias medioambientales, que son probables y que pueden ser razonablemente estimadas, sin embargo, cambios respecto a la situación actual, incluyendo el desarrollo de nueva información o nuevos requerimientos de organismos gubernamentales, podrían provocar variaciones, incluso aumentos, de tales provisiones en el futuro. Las contingencias de mayor significatividad se describen a continuación:

*Newark, New Jersey.* Un acuerdo homologado, previamente acordado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América ("EPA"), el Departamento de Protección Ambiental y Energía de New Jersey ("DEP") y Occidental, como sucesora de Chemicals, fue emitido en 1990 por el Tribunal del Distrito de New Jersey de los Estados Unidos de América. Dicho acuerdo requiere la implementación de un plan de remediación en la antigua planta de agroquímicos de Chemicals en Newark, New Jersey. El plan de

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

remediación provisional ha sido completado y fue pagado por TS. Este proyecto está en su fase de operación y mantenimiento. YPF Holdings Inc. ha provisionado aproximadamente 59 correspondientes a los costos necesarios para continuar con la operación y mantenimiento de dicha remediación.

*Río Passaic, New Jersey.* Maxus, cumpliendo con la obligación contractual de actuar en nombre de Occidental, negoció un acuerdo con la EPA (el "AOC 1994") conforme al cual TS ha realizado pruebas y estudios cerca del emplazamiento de la planta de Newark, adyacente al Río Passaic. Si bien aún quedan pendientes ciertas tareas, los trabajos correspondientes al AOC 1994 fueron subsumidos casi en su totalidad por los estudios de remediación y factibilidad ("RIFS") financiados y llevados a cabo por TS y otras compañías en la porción inferior del Río Passaic a raíz de un acuerdo administrativo del año 2007 (el "AOC 2007"). Los participantes del AOC 2007 están discutiendo la posibilidad de llevar a cabo trabajos adicionales con la EPA. Las compañías que han aceptado aportar fondos para los RIFS negociaron entre ellas una distribución interina de los costos en función de ciertas consideraciones. El AOC 2007 está siendo coordinado en un esfuerzo cooperativo federal, estatal, local y del sector privado llamado Proyecto de Restauración de los tramos inferiores del Río Passaic ("PRRP"). Al 31 de diciembre de 2011, unas 70 entidades (incluida TS) han acordado participar en RIFS propuestos en relación con el PRRP.

La EPA en sus conclusiones respecto del AOC 2007 (que modificó el AOC 1994) indicó que las descargas del emisario subacuático son una fuente activa de sustancias peligrosas en los tramos inferiores del Río Passaic bajo estudio. Con motivo de esto, durante el primer semestre de 2011, Maxus y TS, actuando en nombre de Occidental, negociaron con la EPA un acuerdo administrativo (el "CSO AOC"), el cual es efectivo a partir de Septiembre 2011. Además de establecer la implementación de estudios del emisario subacuático en el Río Passaic, el CSO AOC confirma que no quedan obligaciones pendientes bajo el AOC 1994. TS estima que el costo total de implementar el CSO AOC es de aproximadamente US\$ 5 millones, y que tomará aproximadamente 2 años en ser terminado. En virtud de un acuerdo con las partes participantes del AOC 2007, TS será responsable de aproximadamente el 50% del costo del CSO AOC.

En 2003, el DEP emitió la Directiva N° 1, la cual fue notificada a Occidental y Maxus y algunas de sus compañías relacionadas así como a otras compañías. Dicha directiva busca identificar responsables de los daños a los recursos naturales, ocasionados por casi 200 años de desarrollo de actividad industrial y comercial a lo largo del río Passaic y en una parte de su cuenca. La Directiva N° 1 asegura que las compañías notificadas son conjuntamente responsables por los daños a los recursos naturales mencionados, sin admitir prueba en contrario. El DEP está asumiendo la jurisdicción en este asunto, a pesar de que todo o parte del tramo inferior del río Passaic está sujeto al PRRP. La Directiva N° 1 solicita la compensación interina para la restauración, la identificación y la cuantificación del daño y determinación del valor del mismo. Maxus y TS respondieron a la Directiva N° 1, presentando ciertas defensas. Se han mantenido negociaciones entre el DEP y las mencionadas entidades, no obstante, no se ha logrado ni se asegura llegar a un acuerdo.

En 2004, la EPA y Occidental firmaron una Orden Administrativa de Consentimiento (la "AOC 2004"), mediante la cual TS (en representación de Occidental) acordó realizar estudios y pruebas para identificar el sedimento y la flora y fauna contaminada y evaluar alternativas de remediación en la Bahía de Newark y parte de los ríos Hackensack, Arthur Kill y Kill van Kull. La propuesta de plan de trabajo inicial, que incluía la toma de muestras de la Bahía de Newark, ha sido completada de manera sustancial. La discusión con la EPA para determinar si corresponden realizar trabajos adicionales no se encuentra resuelta. La EPA ha emitido cartas de notificación general a otras compañías en relación con la contaminación de la Bahía de Newark y los trabajos que están siendo efectuados por TS en el marco de la AOC 2004. TS pretende que, para la tercera fase de los RIFS efectuados en la Bahía de Newark, los costos de los mismos sean asignados a las partes sobre bases per cápita. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, las partes han rechazado la propuesta de TS. No obstante ello, YPF Holdings carece de suficiente información

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°3

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°223 - F°190

para determinar costos adicionales, de existir, que pudieran surgir una vez que sea aprobado el alcance final de la tercera fase, como así también la propuesta de distribución de los mismos, según se menciona previamente.

En diciembre de 2005, el DEP emitió una directiva a TS, Maxus y Occidental para abonar al Estado de New Jersey los costos de desarrollo del Plan de Dragado de Control de Recursos, el cual se focaliza en sedimentos contaminados de dioxina en una sección de seis millas en el tramo inferior del río Passaic. El costo de desarrollo de este plan fue estimado en US\$ 2 millones. El DEP ha informado a los destinatarios que (a) se encuentra entablando discusiones con la EPA relacionadas con el objeto de la directiva y (b) los destinatarios no están obligados a responder la directiva hasta no ser notificados.

En junio de 2007, la EPA dio a conocer el borrador del estudio de factibilidad (el "FFS"). El FFS resume diversas acciones alternativas de remediación en las 8 millas del tramo inferior del río Passaic, comprendiendo desde no realizar acción alguna, lo cual no implicaría costos significativos, hasta un extensivo dragado y otras actividades de remediación en el tramo inferior del río, que de acuerdo a dicho borrador, la EPA estimó que podría costar entre US\$ 900 millones y US\$ 2.300 millones, y son descritas por la EPA como tecnologías probadas que podrían ser desarrolladas en el corto plazo, sin necesidad de investigaciones extensivas. Así como otras partes interesadas, TS en conjunto con las demás partes del AOC 2007 han presentado a la EPA sus comentarios respecto de los defectos técnicos y legales del borrador del FFS. En virtud de los comentarios recibidos, la EPA decidió proceder a su revisión e informó que anunciará una propuesta revisada de remediación durante el segundo semestre del año 2012. TS planea responder a cualquier otra propuesta de la EPA según resulte adecuado en ese momento.

En agosto de 2007, la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica ("NOAA"), envió una carta a ciertas entidades (incluyendo a TS y Occidental) que, según sostiene la NOAA, tienen responsabilidad por daños a los recursos naturales, solicitando que participen de un acuerdo para llevar a cabo una evaluación de los daños a los recursos naturales en el río Passaic y en la Bahía de Newark. En noviembre de 2008, TS y Occidental llegaron a un acuerdo con la NOAA para financiar una porción de los costos ya incurridos por ésta, y llevar a cabo determinadas tareas de evaluación durante 2009. Aproximadamente otros 20 miembros de PRRP han suscripto acuerdos similares. En noviembre de 2009, TS rechazó la extensión de dicho acuerdo.

Durante el mes de junio de 2008, la EPA, Occidental y TS han firmado una Orden Administrativa de Consentimiento (el "Acuerdo de Remoción") mediante la cual TS, actuando en nombre de Occidental, se comprometió a realizar acciones de remoción de sedimentos del río Passaic en las cercanías de la antigua planta de Diamond Alkali. La tarea antes mencionada comprenderá la remoción de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimentos, a través de dos fases. La primera fase se inició en Julio 2011, comprende acciones sobre aproximadamente 40.000 yardas cúbicas (30.600 metros cúbicos) de sedimento, y se estima completarla a fines de 2012. La segunda fase comprende la remoción de aproximadamente 160.000 yardas cúbicas (122.400 metros cúbicos) de sedimento, cuyo plazo de cumplimiento comenzará luego de acordados con la EPA ciertos aspectos vinculados al desarrollo de la misma. En virtud del Acuerdo de Remoción, la EPA ha requerido la constitución de garantías financieras por un total de US\$ 80 millones para la ejecución de los trabajos de remoción. El Acuerdo de Remoción prevé que estas garantías financieras sean satisfechas a través de la constitución de un fondo fiduciario. YPF Holdings previsionó originalmente el mencionado importe en relación a este asunto. Al 31 de diciembre de 2011, se depositaron US\$ 42 millones, debiendo aportarse US\$ 10 millones cada seis meses, hasta completar el total de US\$ 80 millones. El monto total a garantizar podría incrementarse o disminuir en el tiempo, si el costo previsto para los trabajos de remoción se modifican. TS podría solicitar modificaciones en la forma o los plazos en los que debe presentar las garantías financieras. Durante el año 2010 y con aprobación de la EPA, se han emitido cartas de crédito para garantizar las obligaciones indicadas, evitando de esta manera inmovilizar fondos

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

adicionales. Durante el cuarto trimestre de 2011 ha comenzado la construcción de las instalaciones requeridas para los trabajos acordados, las cuales se espera que se completen en el primer trimestre de 2012. Al llevar a cabo estas tareas de remoción, se removerán contaminantes que pueden provenir de fuentes distintas a la antigua planta de Diamond Alkali. YPF Holdings Inc. y sus subsidiarias podrían intentar recuperar los costos correspondientes a terceras partes responsables de dicha contaminación. Sin embargo, a la fecha de estos estados contables no es posible predecir la probabilidad de éxito de este recupero, ni el monto potencialmente recuperable.

Al 31 de diciembre de 2011, se ha previsionado un importe total de 409, el cual comprende el costo de estos estudios, la estimación más razonable de las erogaciones en las que YPF Holdings Inc. podría incurrir en actividades de remediación, teniendo en cuenta los estudios realizados por TS, y los costos estimados correspondientes al Acuerdo de Remoción, como asimismo otros asuntos relacionados al río Passaic y a la Bahía de Newark. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación adicionales o distintas a las consideradas, pudieran ser requeridos. Adicionalmente, el desarrollo de nueva información o la imposición de penalidades o acciones de remediación que difieran de los escenarios evaluados por YPF Holdings podrían resultar en la necesidad de incurrir por parte de dicha sociedad en costos adicionales superiores a los actualmente previsionados.

*New Jersey – Litigio con el DEP:* En diciembre de 2005, el DEP demandó a YPF Holdings Inc., TS, Maxus y varias otras entidades, además de Occidental, en relación con la contaminación supuestamente ocasionada por dioxina y otras sustancias peligrosas emanadas por la planta de Newark, propiedad de Chemicals y la contaminación del tramo inferior del río Passaic, Bahía de Newark y otros canales y lugares aledaños. El DEP busca reparación por daños a recursos naturales, daños punitivos y otros temas. Las partes demandadas han presentado las defensas correspondientes. En marzo de 2008, el Tribunal denegó los pedidos de desestimación presentados por Occidental Chemical Corporation, TS y Maxus. El DEP presentó su segunda ampliación de demanda en el mes de abril de 2008. YPF solicitó que previo a la prosecución del trámite se deje sin efecto su citación al juicio sosteniendo que los Tribunales con asiento en New Jersey no tienen jurisdicción respecto de YPF por ser una compañía extranjera que no reúne los requisitos para ser obligada a asumir el carácter de parte en un juicio ante dichos Tribunales. El pedido de desestimación de la demanda por falta de jurisdicción antes mencionado fue rechazado en agosto de 2008 y, posteriormente, dicho rechazo fue confirmado por el Tribunal de Apelaciones. Sin perjuicio de ello, la Corte rechazó el pedido de la demandante de prohibir que se citen a terceros, por lo que se procedió en febrero de 2009 a citar a aproximadamente 300 entidades, entre ellas compañías y organismos gubernamentales, dentro de los cuales se encuentran ciertos municipios, los que podrían tener responsabilidad con relación al objeto de la demanda. El DEP presentó su tercera ampliación de demanda en agosto de 2010, incorporando a Maxus International Energy Company y a YPF International S.A. como partes demandadas. Anticipándose a esta expansión considerable del número de partes en el litigio, el tribunal nombró un Maestro Especial para asistir a la corte en la administración de la causa. En septiembre de 2010, organismos gubernamentales del Estado de New Jersey, así como otras entidades citadas presentaron sus pedidos de desestimación, los cuales han sido respondidos por Maxus y TS. En octubre de 2010 algunos demandados plantearon mociones para suspender el juicio respecto de ellos (“motions to sever and stay”), a las cuales se sumó el DEP, lo que habilitaría al DEP a agilizar los reclamos contra los demandados directos. Dichas mociones fueron rechazadas en noviembre 2010. Asimismo, ciertas entidades citadas habían presentado pedidos de que se deje sin efecto el juicio respecto de ciertas personas (“motions to dismiss”), los cuales fueron denegados por la jueza auxiliar en enero de 2011. Algunas de las entidades apelaron la decisión, pero estas apelaciones fueron denegadas por el juez principal en marzo de 2011. En mayo de 2011, el juez a cargo emitió la Resolución N° XVII para la gestión del pleito (“Case Management Order N° XVII”), la cual incluye un plan para el desarrollo del juicio (“Trial Plan”). Este plan para el desarrollo del juicio divide el caso en dos etapas, cada una de las cuales se subdivide en sub-etapas que serán sometidas a juicios individuales. En la primera etapa se determinará la responsabilidad y en la segunda etapa la extensión de los daños. Con posterioridad

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

a la emisión de la Resolución N° XVII, el Estado de New Jersey y Occidental presentaron mociones de juicios sumarios parciales. El Estado presentó dos mociones: una en contra de Occidental y Maxus, cuyo propósito es determinar en juicio sumario que Occidental es responsable frente al estado bajo la ley de descargas ("Spill Act"); y otra contra Tierra argumentando que Tierra tiene también responsabilidad bajo la ley de descargas ("Spill Act") frente al Estado. Occidental, por su parte, presentó una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus a fin de que se resuelva que Maxus tiene una obligación contractual de resarcir a Occidental por cualquier responsabilidad de Occidental que surja bajo la ley de descarga ("Spill Act"). En julio y agosto de 2011, el juez resolvió que se encuentra probada la descarga de sustancias contaminantes por parte de Chemicals aunque reconoció que no puede haber imputación de responsabilidad si no se demuestra el nexo causal entre las descargas y el daño alegado. Adicionalmente, estableció que Tierra tiene la responsabilidad ante el Estado bajo la ley de descargas basado ello meramente en la posesión actual del sitio donde se realizaban descargas (Lister Avenue), y que Maxus tiene una obligación en virtud del acuerdo de compra de 1986 de indemnizar a Occidental de cualquier responsabilidad dentro del ámbito de la ley de descargas por contaminantes que se vertieron en el sitio mencionado precedentemente. En noviembre 2011 el Maestro Especial pidió y celebró una conferencia de conciliación entre el Estado de New Jersey, por una parte, y Repsol YPF, S.A., YPF y Maxus, en la otra para discutir las posiciones respectivas, pero la misma no arribó a un consenso. Sin embargo, las partes han acordado continuar el proceso mencionado, y se han comprometido a continuar la comunicación durante 2012.

Al 31 de diciembre de 2011, el DEP no ha incorporado montos en sus reclamos, pero: (a) sostuvo que un tope de US\$ 50 millones en daños y perjuicios en virtud de una de las leyes de New Jersey no deberían ser aplicables; (b) alegó que se ha incurrido en aproximadamente US\$ 118 millones en el pasado en costos de limpieza y remoción, (c) está buscando una compensación adicional de entre US\$ 10 y US\$ 20 millones para financiar un estudio para evaluar los daños de los recursos naturales, (d) notificó a Maxus y Tierra respecto a que el DEP se encuentra preparando modelos financieros de costos y de otros impactos económicos y (e) está pidiendo reembolso de los honorarios de sus abogados externos.

En base a la información que a la fecha de emisión de los presentes estados contables dispone la Sociedad, considerando asimismo el tiempo remanente hasta la finalización del juicio, la existencia de más de 300 partes involucradas en el mismo, los resultados de los descubrimientos y/o pruebas a producirse, y la opinión de los asesores legales internos y externos, no es posible estimar razonablemente una pérdida o rango de la pérdida de estas cuestiones mencionadas, por lo que YPF Holdings no ha contabilizado una previsión por este litigio.

*Condado de Hudson, New Jersey.* Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. De acuerdo con el DEP, los residuos provenientes de las operaciones de procesamiento de este mineral fueron utilizados como material de relleno en diversos emplazamientos próximos al Condado de Hudson. El DEP identificó más de 200 lugares en los condados de Hudson y Essex que supuestamente contienen residuos provenientes de las operaciones de procesamiento de cromato ferroso en la planta de Kearny, o de plantas operadas por otros dos productores de cromo.

El DEP, TS y Occidental, como sucesor de Chemicals, firmaron un acuerdo en 1990 para la investigación y realización de trabajos de saneamiento en 40 emplazamientos de residuos minerales de cromato ferroso en los condados de Hudson y Essex, en teoría afectados por las operaciones de planta de Kearny.

TS, en representación de Occidental, actualmente está realizando los trabajos y soportando financieramente la parte correspondiente a Occidental de investigación y remediación de estos sitios. A su vez se ha proporcionado una garantía financiera por un monto de US\$ 20 millones para la ejecución del trabajo. El costo final de los trabajos de saneamiento no puede ser determinado. TS entregó el informe de su

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

investigación sobre saneamiento y estudio de factibilidad al DEP en el año 2001 y actualmente el DEP continúa revisándolo.

Adicionalmente, en mayo de 2005, el DEP determinó dos acciones en relación con los emplazamientos de residuos de minerales de cromato ferroso en los condados de Hudson y de Essex. En primer lugar, emitió una directiva dirigida a Maxus, Occidental y a otros dos productores de cromo estableciendo su responsabilidad en el saneamiento del residuo del mineral de cromo en tres sitios ubicados en la ciudad de New Jersey y en la realización de un estudio por medio del pago al DEP de un total aproximado de US\$ 20 millones. Si bien YPF Holdings Inc. considera que Maxus ha sido incluido incorrectamente en el mencionado requerimiento, y que existe poca o ninguna evidencia de que los residuos de mineral de cromo generados por Chemicals hayan sido enviados a alguno de esos sitios, el DEP considera a estas compañías como solidariamente responsables, sin admitir prueba en contrario. En segundo lugar, el Estado de New Jersey demandó a Occidental y a otras dos compañías reclamando, entre otras cosas, el saneamiento de varios sitios en donde se presume se ubican residuos del procesamiento de cromato ferroso, el recupero de los costos incurridos por el Estado de New Jersey para la recuperación de esos lugares (incluyendo más de US\$ 2 millones para cubrir los gastos supuestamente incurridos para estudios e investigaciones) y daños con respecto a ciertos costos incurridos en 18 sitios. El DEP reclama que los demandados sean solidariamente responsables, sin admitir prueba en contrario, para la reparación de la mayoría de los daños alegados. En febrero de 2008, las partes llegaron a un principio de acuerdo, en virtud del cual TS, en nombre de Occidental, acordó pagar US\$ 5 millones, lo cual fue abonado en octubre 2011, y llevar a cabo tareas de remediación en tres sitios, con un costo de US\$ 2 millones aproximadamente y cuyo esquema para la remediación del sitio será completado en el primer trimestre de 2012. Este acuerdo en principio fue plasmado en un borrador de Fallo Consensuado entre el DEP, Occidental y dos empresas más, el cual fue publicado en el boletín oficial de New Jersey en junio de 2011 y es efectivo a partir de septiembre de 2011.

En noviembre de 2005, diversos grupos ambientalistas intimaron a los propietarios de las proximidades de la planta de Kearny, incluyendo entre otros a TS, invocando la Ley de Conservación y Recupero de Recursos. El propósito de este recurso, en caso de ser presentado, sería el de requerir a las partes notificadas llevar a cabo medidas para combatir los efectos perjudiciales a la salud y al ambiente que provienen de las proximidades de dicha planta. Las partes han llegado a un acuerdo que considera los reclamos de los grupos ambientalistas, los cuales han decidido hasta el momento no presentar demanda.

En el segundo semestre de 2006, conforme a un pedido del DEP, TS y otras partes han llevado a cabo pruebas de sedimentos en una parte del río Hackensack, cerca de la mencionada planta de Kearny. TS presentó un plan de trabajo para llevar a cabo pruebas adicionales solicitadas por el DEP, y se encuentra actualmente esperando sus comentarios.

En marzo de 2008, el DEP aprobó un plan provisorio para los trabajos que lleve a cabo TS en el emplazamiento de la planta de Kearny, y TS en conjunto con otras partes, en las proximidades de la planta de Kearny. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, los trabajos del plan provisorio han comenzado. Esta propiedad adyacente fue incluida por la EPA dentro de la lista de Prioridades Nacionales en 2007. En julio de 2010, la EPA notificó a TS y otras tres partes que las considera potencialmente responsables por esta propiedad adyacente, y solicitó la ejecución de RIFS para este emplazamiento. Las partes han acordado coordinar los esfuerzos de remediación, conformando el "Grupo de Restauración de la Península" o "GRP". En el último trimestre de 2011, el GRP llegó a un principio de acuerdo con una nueva parte, por lo cual podría incorporarse al GRP participando en un 16,6%. El GRP está en negociaciones activas con la EPA por un RIFS AOC con relación al sitio de la Compañía "Standard Chlorine Chemical Company".

Al 31 de diciembre de 2011, se encuentran previsionados aproximadamente 43 en relación con los temas de cromato ferroso previamente mencionados. El estudio de los niveles de cromo en el suelo aún no ha finalizado y el DEP continúa revisando las acciones propuestas. El costo de sanear estos sitios puede

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°3

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°223 - F°190

incrementarse dependiendo de la finalización de los estudios, de la respuesta del DEP a los reportes de TS y de nuevos descubrimientos.

*Painesville, Ohio.* En relación con la operación hasta 1976 de una planta de procesamiento de cromato ferroso por parte de Chemicals (la "Planta de Cromo"), la Agencia de Protección Ambiental de Ohio (la "OEPA") ordenó la ejecución de RIFS en el área de la antigua planta de Painesville. La OEPA dividió el área en 20 unidades operativas, incluyendo algunas unidades relativas a las aguas subterráneas. TS ha acordado participar en los RIFS como ha sido requerido por la OEPA. TS entregó a la OEPA un informe sobre la investigación ambiental de toda la planta, finalizado en el año 2003, y entregará los estudios de factibilidad requeridos separadamente. Adicionalmente, la OEPA aprobó ciertos trabajos, incluyendo la remediación de algunas de las unidades operativas, así como trabajos asociados con los planes de desarrollo que se discuten a continuación (los "Trabajos de remediación"). Los mencionados trabajos han comenzado. En la medida que la OEPA apruebe proyectos adicionales de investigación, remediación u operación y mantenimiento para cada una de las unidades operativas relacionadas con el emplazamiento de la antigua planta de Painesville, será necesario provisionar montos adicionales.

Hace más de quince años, el emplazamiento de la ex planta de Painesville fue propuesto para ser incluido en la lista de prioridades nacionales conforme a la Ley Integral de Responsabilidad, Compensación y Respuesta Ambiental de 1980, y modificatorias ("CERCLA"); sin embargo, la EPA ha manifestado que no se incluirá el emplazamiento en la lista en caso de cumplirse satisfactoriamente la Orden de los Directores y los programas de la OEPA. A la fecha, aún no ha sido incluido en la lista. Al 31 de diciembre de 2011, YPF Holdings Inc. ha provisionado un monto total de 58 correspondiente a su participación estimada en los costos de realización de los RIFS, el trabajo de remediación y otras operaciones y actividades de mantenimiento en este emplazamiento. A la fecha, no puede determinarse el alcance y naturaleza de otras investigaciones o saneamientos que pudieran ser requeridos; no obstante, con el avance de los RIFS, YPF Holdings Inc. evaluará continuamente el estado del emplazamiento de la planta de Painesville y efectuará todas las modificaciones requeridas, incluyendo aumentos de la previsión que puedan ser necesarios.

*Otros emplazamientos.* Conforme a lo acordado con la autoridad del Puerto de Houston y otras partes, TS y Maxus están trabajando (en representación de Chemicals) en la remediación de la propiedad lindera a Greens Bayou que anteriormente había pertenecido a Chemicals y en la cual se producía DDT y otros químicos. Además, en 2007 las partes arribaron a un acuerdo con los fiduciarios federales y estatales de los recursos naturales para llegar a un arreglo en conexión con reclamos por daños a recursos naturales. En 2008 se aprobó la evaluación definitiva de los daños, así como el plan de remediación y evaluación ambiental, especificando los planes de remediación a ser aplicados. Durante el primer semestre de 2011, TS negoció en nombre de Occidental un borrador de entendimiento con organismos gubernamentales de los Estados Unidos y del Estado de Texas, identificando daños a los recursos naturales en el sitio de Greens Bayou. Este entendimiento, una vez firmado, será incorporado por referencia a la valoración final de daños, y plan de restauración y evaluación ambiental, que especifica los proyectos de remediación a ser implementados. Los trabajos de remediación fueron mayormente terminados en 2009, quedando pendientes actividades de seguimiento, así como el mantenimiento y operación de los mismos. Al 31 de diciembre de 2011, YPF Holdings Inc. ha provisionado un total de 17 en relación con las actividades de remediación de Greens Bayou.

En junio de 2005, Maxus fue designado parte potencialmente responsable ("PPR") por la EPA en Milwaukee Solvay Coke & Gas en Milwaukee, Wisconsin. La razón de esta designación es la supuesta condición de Maxus como sucesor de Pickands Mather & Co. y Milwaukee Solvay Coke Co., compañías que la EPA afirma fueron propietarias u operadoras de dicho sitio.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190



En el año 2007 Maxus firmó junto con otras cuatro partes potencialmente involucradas un AOC para llevar a cabo RIFS respecto a la contaminación tanto en el suelo, aguas subterráneas, como así también en los sedimentos del río Kinnickinnic. La exposición de Maxus en el emplazamiento aparece vinculada al período 1966-1973, aunque existe cierta controversia respecto al mismo.

Los trabajos preliminares relacionados con los RIFS han sido iniciados en el segundo semestre de 2006. YPF Holdings previsionó 10 al 31 de diciembre de 2011 para afrontar los costos de RIFS en proporción a su participación. El principal tema pendiente radica en la determinación de la extensión de los estudios de sedimentos en el río que podrían ser requeridos. YPF Holdings carece de suficiente información para determinar costos adicionales que pudieran surgir.

Maxus ha acordado defender a Occidental, como sucesor de Chemicals, en relación a Malone Services Company Superfund en el condado de Galveston, Texas. Este es un antiguo sitio de descarga de residuos donde se alega que Chemicals depositó desechos con anterioridad a septiembre de 1986. Las partes potencialmente responsables, incluyendo a Maxus en nombre de Occidental, formaron un grupo PPR para financiar y desarrollar un RIFS AOC. El RIFS ha sido completado y la EPA ha seleccionado una Remediación Definitiva. El Director de la División de Superfund de la EPA ha firmado la Decisión el 20 de septiembre de 2009. El grupo PPR espera firmar el Acta de Consentimiento en el primer trimestre de 2012 y comenzar con los trabajos de remediación requeridos a mediados de 2012. Al 31 de diciembre de 2011, YPF Holdings ha previsionado 8 por estas cuestiones.

Adicionalmente Chemicals fue designada como PPR con relación a un número de emplazamientos de terceros, donde supuestamente se han descargado o localizado las sustancias peligrosas provenientes de las operaciones de la planta de Chemicals. En varios de estos emplazamientos, Chemicals no ha tenido vinculación. Aunque las PPRs son por lo general solidariamente responsables por el costo de las investigaciones, limpieza y otros costos, cada una de ellas tiene el derecho de contribución por parte de las otras PPRs y, en la práctica, la participación en los costos por parte de las PPRs generalmente se efectúa por acuerdo entre las mismas. Al 31 de diciembre de 2011, YPF Holdings Inc. ha previsionado aproximadamente 1 por su participación en los costos estimados para ciertos emplazamientos, mientras que el costo final de otros emplazamientos no puede estimarse a la fecha.

*Pasivos por la Ley de Beneficios de "Black Lung".* La Ley de Beneficios de "Black Lung" proporciona beneficios financieros y de atención médica a aquellos mineros incapacitados por padecer una enfermedad en los pulmones. Adicionalmente, otorga beneficios a aquellas personas que estuvieran a su cargo, cuando el deceso de los empleados tuviera entre sus causas la mencionada enfermedad. Como resultado de las operaciones en las minas de carbón, YPF Holdings Inc. debe asegurar el mencionado beneficio a dichos empleados y a las personas dependientes de los mismos. Al 31 de diciembre de 2011, YPF Holdings Inc. ha previsionado 12 en relación con sus estimaciones respecto a las obligaciones establecidas por esta Ley.

*Acciones Legales.* En 2001, la autoridad de contralor del Estado de Texas determinó a Maxus una deuda por el impuesto estatal de ventas por aproximadamente US\$ 1 millón, por el período comprendido entre el 1 de septiembre de 1995 y el 31 de diciembre de 1998, más intereses y multas. En agosto de 2004, el juez administrativo se expidió ratificando aproximadamente US\$ 1 millón para dicho impuesto más intereses y multas. YPF Holdings Inc., considera que tal decisión es errónea, pero ha pagado la estimación del impuesto, las multas y los intereses (un total aproximado de US\$ 2 millones) bajo protesta. Maxus presentó un proceso legal en el tribunal del Estado de Texas en diciembre de 2004 objetando la decisión administrativa. El asunto será revisado en un nuevo proceso en la Corte.

En 2002 Occidental demandó a Maxus y a TS ante un tribunal del Estado de Dallas, Texas, buscando una declaración de que Maxus y TS tienen una obligación bajo el contrato en virtud del cual Maxus vendió Chemicals a Occidental, de defender e indemnizar a Occidental por determinadas obligaciones históricas de

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

Chemicals, no obstante el hecho de que dicho contrato contiene un plazo límite de doce años para las obligaciones de defensa e indemnidad con respecto a la mayoría de los litigios. TS fue desestimada como parte y la cuestión fue llevada a juicio en mayo de 2006. El tribunal decidió que el período de doce años de plazo límite no se aplicaba y falló contra Maxus. Esta decisión fue confirmada por el Tribunal de Apelaciones en febrero de 2008. Maxus ha apelado esta decisión ante la Corte Suprema de Texas, habiendo sido denegado dicho recurso. Dicha decisión exige que Maxus acepte la responsabilidad por diversas cuestiones, en las cuales ha negado indemnizaciones desde 1998, lo cual podría resultar en costos adicionales a las provisiones actuales de YPF Holdings Inc. para esta cuestión. Maxus ha pagado a Occidental casi US\$ 17 millones relacionados con este reclamo, y continúa discutiendo con dicha compañía acerca de costos adicionales por US\$ 0,3 millones. Una gran parte de los reclamos que habían sido rechazados por Maxus en virtud del período límite de doce años estaban relacionados con el "Agente Naranja". La totalidad de los litigios pendientes relacionados con el "Agente Naranja" fueron desestimados en diciembre de 2009, y aunque es posible que otros reclamos sean presentados en el futuro por otras partes, se estima que los mismos no originarán pasivos significativos. Adicionalmente, el resto de los reclamos recibidos y que han sido rechazados tienen relación con potenciales afectaciones a las personas ocasionadas por la exposición al monómero de cloruro de vinilo (VCM) y otros productos químicos, no obstante se estima que los mismos no generarían obligaciones significativas. Sin embargo, la decisión judicial implica responsabilidad por reclamaciones futuras, si existieren, vinculadas a estos hechos, las cuales se desconocen a la fecha, pudiendo en consecuencia implicar obligaciones adicionales para Maxus en caso de que las mismas se materialicen. Al 31 de diciembre de 2011 YPF Holdings Inc. provisionó aproximadamente 1 con respecto a estas cuestiones.

En marzo de 2005, Maxus acordó defender a Occidental, como sucesor de Chemicals, respecto del reclamo para la indemnización de los costos incurridos en relación con los trabajos de remediación ambiental de Turtle Bayou, sitio de descarga de residuos en el condado de Liberty, Texas. Los demandantes alegan que ciertos residuos atribuibles a Chemicals fueron descargados en Turtle Bayou. El juicio ha sido bifurcado y en la etapa de responsabilidad Occidental y otras partes han sido encontradas individualmente, y no solidariamente, responsables por los residuos descargados en dicho sitio. La etapa de alocación del juicio finalizó durante el segundo trimestre de 2007 y, luego de diversas mociones de las partes, se dictó una nueva sentencia en la causa, a raíz de la cual Maxus, por cuenta de Occidental, deberá afrontar el 15,96% de los costos pasados y futuros en los que incurra uno de los demandantes. Maxus apeló esta decisión. En junio de 2010, el Tribunal de Apelaciones dictaminó que el Tribunal de Distrito había cometido errores en la admisión de ciertos documentos, y remitió la causa al mismo para que efectúe procedimientos adicionales. Maxus alegó que a raíz de la exclusión de ciertos documentos presentados como evidencia, la participación de Occidental debía reducirse al menos en un 50%. El Tribunal de Distrito emitió sus conclusiones revisadas en enero de 2011, requiriendo de Maxus el pago, por cuenta de Occidental, del 15,86% de los costos pasados y futuros de remediación de uno de los demandantes. Maxus, actuando en nombre de Occidental, presentó una apelación en el primer semestre de 2011, por lo que el Tribunal de Apelaciones accedió a escuchar los argumentos orales en marzo de 2012. Al 31 de diciembre de 2011, YPF Holdings Inc. ha provisionado 16 en relación con este reclamo.

En mayo de 2008, Ruby Mhire y otros ("Mhire") presentaron una demanda contra Maxus y otros, alegando que las distintas partes, incluyendo un antecesor de Maxus, había contaminado cierta propiedad en Cameron Parish, Louisiana, durante el desarrollo de actividades de petróleo y gas en la misma, y que fuera operada por la compañía predecesora de Maxus desde 1969 hasta 1989. Los demandantes han pedido remediación y otras compensaciones por un monto de US\$ 159 millones. YPF Holdings cree que la actividad de remediación debería ser relativamente escasa y tiene la intención de defender enérgicamente el caso. Maxus ha interpuesto los alegatos oportunos respondiendo la demanda. El caso se encuentra actualmente en la fase de prueba, y se espera ir a juicio en el cuarto trimestre de 2012. Con base en la información

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

actualmente disponible, no es posible estimar razonablemente una pérdida o rango de la pérdida de estas cuestiones pendientes.

YPF Holdings Inc., incluyendo sus subsidiarias, es parte de otros procesos legales y situaciones ambientales los cuales, se estima, no tendrán efecto adverso significativo en la posición financiera ni en el resultado de las operaciones de YPF. YPF Holdings Inc. provisiona las contingencias legales y situaciones ambientales en la medida que la pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente.

#### 4. INFORMACION CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO

La Sociedad organiza su estructura de reporte en cuatro segmentos, los cuales comprenden: la exploración y producción, incluyendo las compras de gas, compras de petróleo crudo derivadas de contratos de servicios y concesiones, así como las ventas de petróleo crudo intersegmento y gas natural y sus derivados y generación eléctrica ("Exploración y Producción"); la refinación, transporte, compra y comercialización de petróleo crudo a terceros y productos destilados ("Refino y Marketing"); las operaciones petroquímicas ("Química"); y las restantes actividades realizadas por el grupo YPF, que no encuadran en estas categorías, agrupadas bajo la clasificación de "Administración Central y Otros", que comprende principalmente los gastos y activos de la administración central y las actividades de construcción.

El resultado operativo y los activos para cada segmento han sido determinados después de ajustes de consolidación.

	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Química	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011</b>						
Ventas netas a terceros	3.814	46.774	2.632	1.307	-	54.527
Ventas netas a sociedades relacionadas	1.166	1.004	-	-	-	2.170
Ventas netas intersegmentos	20.129	1.766	2.188	651	(24.734)	-
Ventas netas	25.109	49.544	4.820	1.958	(24.734)	56.697
Utilidad (Pérdida) operativa	4.977	3.649	1.451	(1.383)	(131)	8.563
Resultado de inversiones no corrientes	92	-	-	-	-	92
Depreciación	4.607	614	115	130	-	5.466
Inversión en bienes de uso	9.974	3.186	1.098	230	-	14.488
Activos	30.357	20.119	3.974	2.452	(1.503)	55.399

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°3

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°223 - F°190

	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Química	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010</b>						
Ventas netas a terceros	4.611	34.209	2.445	999	-	42.264
Ventas netas a sociedades relacionadas	981	917	-	-	-	1.898
Ventas netas intersegmentos	17.428	1.668	1.871	358	(21.325)	-
Ventas netas	23.020	36.794	4.316	1.357	(21.325)	44.162
Utilidad (Pérdida) operativa	6.210	3.313	874	(952)	30	9.475
Resultado de inversiones no corrientes	69	10	-	-	-	79
Depreciación	4.497	551	105	120	-	5.273
Inversión en bienes de uso	6.790	1.826	712	149	-	9.477
Activos	26.245	14.043	2.779	4.624	(1.102)	46.589
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009</b>						
Ventas netas a terceros	4.757	25.733	1.932	520	-	32.942
Ventas netas a sociedades relacionadas	751	627	-	-	-	1.378
Ventas netas intersegmentos	14.473	1.202	1.105	350	(17.130)	-
Ventas netas	19.981	27.562	3.037	870	(17.130)	34.320
Utilidad (Pérdida) operativa	5.379	1.896	559	(820)	(15)	6.999
Resultado de inversiones no corrientes	(33)	24	-	-	-	(9)
Depreciación	4.073	527	121	111	-	4.832
Inversión en bienes de uso	3.879	1.177	155	178	-	5.389
Activos	23.753	11.255	2.066	3.421	(748)	39.747

Las ventas por exportaciones, netas de retenciones, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 fueron 6.770, 5.678 y 4.904 respectivamente. Estas exportaciones se realizaron principalmente a Chile y Brasil.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°3

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°223 - F°190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

## YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO

## BALANCE GENERAL CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS

## EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

(expresados en millones de pesos - Nota 1.a a los estados contables básicos)

Cuenta principal	2011					Valor residual	Valor residual	Valor residual
	Costo							
	Valor al comienzo del ejercicio	Efecto neto de conversión <sup>(5)</sup>	Aumentos	Disminuciones, reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del ejercicio			
Terrenos y edificios	3.385	-	33	(5)	3.413			
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	66.530	19	1.437	6.288	74.274			
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	11.442	-	27	525	11.994			
Equipos de transporte	1.997	-	16	97	2.110			
Materiales y equipos en depósito	1.317	-	2.158	(1.457)	2.018			
Perforaciones y obras en curso	5.574	1	9.605	(5.709)	9.471			
Perforaciones exploratorias en curso	248	-	1.157	(989)	416			
Muebles y útiles e instalaciones	941	-	9	71	1.021			
Equipos de comercialización	1.532	-	1	179	1.712			
Otros bienes	1.022	-	45	35	1.102			
Total 2011	93.988	20	14.488 <sup>(2)(6)</sup>	(965) <sup>(1)</sup>	107.531			
Total 2010	85.121	14	9.477 <sup>(2)</sup>	(624) <sup>(1)</sup>	93.988			
Total 2009	80.364	54	5.389 <sup>(2)(6)</sup>	(686) <sup>(1)</sup>	85.121			

  

Cuenta principal	2011					Valor residual	Valor residual	Valor residual
	Depreciación							
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones, reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Acumulada al cierre del ejercicio			
Terrenos y edificios	1.282	(8)	2%	75	1.349	2.064	2.103	1.987
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	49.599	-	(4)	4.542	54.141	20.133 <sup>(3)</sup>	16.931 <sup>(3)</sup>	16.339 <sup>(3)</sup>
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	7.614	-	4 - 10%	581	8.195	3.799	3.828	3.745
Equipos de transporte	1.488	(4)	4 - 5 %	75	1.559	551	509	540
Materiales y equipos en depósito	-	-	-	-	-	2.018	1.317	814
Perforaciones y obras en curso	-	-	-	-	-	9.471	5.574	3.640
Perforaciones exploratorias en curso	-	-	-	-	-	416	248	119
Muebles y útiles e instalaciones	761	-	10%	93	854	167	180	210
Equipos de comercialización	1.236	6	10%	66	1.308	404	296	309
Otros bienes	339	(5)	10%	34	368	734	683	330
Total 2011	62.319	(11) <sup>(1)</sup>		5.466	67.774	39.757		
Total 2010	57.088	(42) <sup>(1)</sup>		5.273	62.319		31.669	
Total 2009	52.291	(35) <sup>(1)</sup>		4.832	57.088			28.033

(1) Incluye 13, 10 y 6 de valor residual imputado contra provisiones de bienes de uso por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(2) Incluye 695, 894 y 176 de costos para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(3) Incluye 1.660, 1.072 y 1.196 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(4) La depreciación ha sido calculada por el método de unidades de producción.

(5) Incluye el efecto neto correspondiente a la diferencia de cambio generada por la conversión de los valores residuales al comienzo del ejercicio, correspondiente a las inversiones en sociedades del exterior.

(6) Incluye 654 y 106 por la extensión de ciertas concesiones de explotación en las Provincias de Mendoza y Neuquén (Nota 9.c a los estados contables básicos) y otras adquisiciones no significativas, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2009, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°3JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°223 - F°190ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

**YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS Y BAJO CONTROL CONJUNTO****ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO  
POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS  
INFORMACION REQUERIDA POR EL ARTICULO 64 APARTADO I INCISO b) DE LA LEY Nº 19.550**

(expresados en millones de pesos - Nota 1.a a los estados contables básicos)

	2011				2010	2009	
	Costos de producción	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total	Total	
Sueldos y cargas sociales	2.470	693	361	63	3.587	2.512	1.827
Honorarios y retribuciones por servicios	248	518	74	8	848	718	587
Otros gastos de personal	687	129	36	12	864	623	494
Impuestos, tasas y contribuciones	428	48	636	-	1.112	952	755
Regalías, servidumbres y cánones	3.518	-	11	18	3.547	2.989	2.545
Seguros	175	8	17	-	200	177	200
Alquileres de inmuebles y equipos	951	10	104	-	1.065	571	531
Gastos de estudio	-	-	-	52	52	98	54
Depreciación de bienes de uso	5.211	117	138	-	5.466	5.273	4.832
Materiales y útiles de consumo	1.000	12	84	4	1.100	895	696
Contrataciones de obra y otros servicios	3.027	104	217	-	3.348	2.470	1.981
Conservación, reparación y mantenimiento	4.038	54	105	16	4.213	3.084	2.315
Compromisos contractuales	88	-	-	-	88	411	139
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	350	350	112	356
Transporte, productos y cargas	1.215	-	1.604	-	2.819	2.387	2.045
(Recupero) previsión para deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	(10)	-	(10)	24	(11)
Gastos de publicidad y propaganda	-	113	164	-	277	192	165
Combustibles, gas, energía y otros	1.785	99	182	51	2.117	1.691	1.565
<b>Total 2011</b>	<b>24.841</b>	<b>1.905</b>	<b>3.723</b>	<b>574</b>	<b>31.043</b>		
<b>Total 2010</b>	<b>20.391</b>	<b>1.429</b>	<b>3.015</b>	<b>344</b>		<b>25.179</b>	
<b>Total 2009</b>	<b>16.932</b>	<b>1.102</b>	<b>2.490</b>	<b>552</b>			<b>21.076</b>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°3JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°223 - F°190ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

### BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS

(expresados en millones de pesos - Nota 1.a)

	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>
<b>Activo Corriente</b>			
Caja y bancos	524	269	380
Inversiones (Nota 3.a)	241	1.659	1.103
Créditos por ventas (Nota 3.b)	3.049	2.880	2.639
Otros créditos (Nota 3.c)	2.567	2.624	1.906
Bienes de cambio (Nota 3.d)	5.326	3.462	2.818
Total del activo corriente	<u>11.707</u>	<u>10.894</u>	<u>8.846</u>
<b>Activo No Corriente</b>			
Créditos por ventas (Nota 3.b)	14	18	22
Otros créditos (Nota 3.c)	682	1.319	426
Inversiones (Nota 3.a)	2.701	2.378	2.267
Bienes de uso (Nota 3.e)	37.991	30.021	26.315
Total del activo no corriente	<u>41.388</u>	<u>33.736</u>	<u>29.030</u>
Total del activo	<u>53.095</u>	<u>44.630</u>	<u>37.876</u>
<b>Pasivo Corriente</b>			
Cuentas por pagar (Nota 3.f)	12.063	7.724	5.590
Préstamos (Nota 3.g)	7.428	5.622	4.383
Remuneraciones y cargas sociales	427	312	221
Cargas fiscales	399	2.227	1.135
Previsiones (Nota 9.a y Anexo E)	101	81	128
Total del pasivo corriente	<u>20.418</u>	<u>15.966</u>	<u>11.457</u>
<b>Pasivo No Corriente</b>			
Cuentas por pagar (Nota 3.f)	6.833	5.573	4.371
Préstamos (Nota 3.g)	4.470	1.537	2.043
Remuneraciones y cargas sociales	29	28	12
Cargas fiscales	502	372	684
Previsiones (Nota 9.a y Anexo E)	2.108	2.114	1.608
Total del pasivo no corriente	<u>13.942</u>	<u>9.624</u>	<u>8.718</u>
Total del pasivo	<u>34.360</u>	<u>25.590</u>	<u>20.175</u>
<b>Patrimonio Neto</b> (según estados respectivos)	<u>18.735</u>	<u>19.040</u>	<u>17.701</u>
Total del pasivo y patrimonio neto	<u>53.095</u>	<u>44.630</u>	<u>37.876</u>

Las Notas 1 a 12 y los estados complementarios adjuntos (Anexos A, C, E, F, G y H y Cuadro I) son parte integrante de estos estados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

### ESTADO DE RESULTADOS

#### POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS

(expresados en millones de pesos, excepto las cifras por acción expresadas en pesos - Nota 1.a)

	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Ventas netas (Nota 3.h)	51.307	40.500	31.346
Costo de ventas (Anexo F)	(38.403)	(27.379)	(21.205)
<b>Utilidad bruta</b>	<b>12.904</b>	<b>13.121</b>	<b>10.141</b>
Gastos de comercialización (Anexo H)	(3.403)	(2.799)	(2.338)
Gastos de administración (Anexo H)	(1.619)	(1.259)	(966)
Gastos de exploración (Anexo H)	(463)	(282)	(514)
<b>Utilidad operativa</b>	<b>7.419</b>	<b>8.781</b>	<b>6.323</b>
Resultados de inversiones no corrientes	535	286	322
Otros ingresos, netos (Nota 3.i)	248	32	203
Resultados financieros y por tenencia:			
Generados por activos			
Intereses	135	84	97
Diferencias de cambio	436	174	146
Resultado por tenencia de bienes de cambio	1.016	635	(42)
Generados por pasivos			
Intereses	(1.012)	(896)	(919)
Diferencias de cambio	(977)	(418)	(522)
<b>Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>7.800</b>	<b>8.678</b>	<b>5.608</b>
Impuesto a las ganancias (Nota 3.j)	(2.504)	(2.888)	(1.919)
<b>Utilidad neta</b>	<b>5.296</b>	<b>5.790</b>	<b>3.689</b>
<b>Utilidad neta por acción</b> (Nota 1.a)	<b>13,47</b>	<b>14,72</b>	<b>9,38</b>

Las Notas 1 a 12 y los estados complementarios adjuntos (Anexos A, C, E, F, G y H y Cuadro I) son parte integrante de estos estados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director



# YPF SOCIEDAD ANONIMA

## ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS

(expresados en millones de pesos, excepto las cifras por acción expresadas en pesos - Nota 1.a)

	Aportes de los propietarios				Reserva legal	Resultados diferidos	Reserva para futuros dividendos	Resultados no asignados	Total del patrimonio neto
	Capital suscrito	Ajuste del capital	Primas de emisión	Total					
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2008</b>	3.933	7.281	640	11.854	2.224	(192)	1.505	3.582	18.973
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 28 de abril de 2009:									
- Desafectación de la Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	(1.505)	1.505	-
- Apropiación a Reserva legal	-	-	-	-	19	-	-	(19)	-
- Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	5.901	(5.901)	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 5 de mayo de 2009:									
- Dividendos en efectivo (6,30 por acción)	-	-	-	-	-	-	(2.478)	-	(2.478)
Disposición de la Reunión de Directorio del 4 de noviembre de 2009:									
- Dividendos en efectivo (6,15 por acción)	-	-	-	-	-	-	(2.419)	-	(2.419)
Variación de los resultados diferidos del ejercicio (Nota 2.i)	-	-	-	-	-	(64)	-	-	(64)
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	3.689	3.689
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2009</b>	3.933	7.281	640	11.854	2.243	(256)	1.004	2.856	17.701
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 14 de abril de 2010:									
- Desafectación de la Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	(1.004)	1.004	-
- Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	5.040	(5.040)	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 14 de abril de 2010:									
- Dividendos en efectivo (5,50 por acción)	-	-	-	-	-	-	(2.163)	-	(2.163)
Disposición de la Reunión de Directorio del 5 de noviembre de 2010:									
- Dividendos en efectivo (5,80 por acción)	-	-	-	-	-	-	(2.281)	-	(2.281)
Variación de los resultados diferidos del ejercicio (Nota 2.i)	-	-	-	-	-	(7)	-	-	(7)
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	5.790	5.790
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2010</b>	3.933	7.281	640	11.854	2.243	(263)	596	4.610	19.040
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 26 de abril de 2011:									
- Absorción del efecto de la modificación de la información de ejercicios anteriores (Nota 1.b)	-	(1.180)	-	(1.180)	-	-	-	1.180	-
- Desafectación de la Reserva legal (Nota 1.b)	-	-	-	-	(236)	-	-	236	-
- Desafectación de la Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	(596)	596	-
- Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	6.622	(6.622)	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 26 de abril de 2011:									
- Dividendos en efectivo (7 por acción)	-	-	-	-	-	-	(2.753)	-	(2.753)
Disposición de la Reunión de Directorio del 2 de noviembre de 2011:									
- Dividendos en efectivo (7,15 por acción)	-	-	-	-	-	-	(2.812)	-	(2.812)
Variación de los resultados diferidos del ejercicio (Nota 2.i)	-	-	-	-	-	(36)	-	-	(36)
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	5.296	5.296
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2011</b>	3.933	6.101	640	10.674	2.007	(299)	1.057	5.296	18.735

Las Notas 1 a 12 y los estados complementarios adjuntos (Anexos A, C, E, F, G y H y Cuadro I) son parte integrante de estos estados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

**YPF SOCIEDAD ANONIMA****ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO****POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS**

(expresados en millones de pesos - Nota 1.a)

	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
<b>Efectivo generado por las operaciones</b>			
Utilidad neta	5.296	5.790	3.689
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:			
Resultados de inversiones no corrientes	(535)	(286)	(322)
Depreciación de bienes de uso	5.237	4.943	4.393
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso netas de provisiones	854	556	625
Aumento de provisiones de bienes de uso	18	72	1
Cargo por impuesto a las ganancias	2.504	2.888	1.919
Aumento de provisiones incluidas en el pasivo	577	1.157	910
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	18	(147)	69
Otros créditos	906	(1.507)	(749)
Bienes de cambio	(1.864)	(644)	277
Cuentas por pagar	2.507	1.852	(267)
Remuneraciones y cargas sociales	116	107	37
Cargas fiscales	(50)	(222)	(730)
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo	(563)	(698)	(969)
Intereses, diferencias de cambio y otros	962	522	882
Dividendos cobrados	723	591	562
Pagos de impuesto a las ganancias	(4.152)	(1.886)	(945)
Efectivo neto generado por las operaciones	<u>12.554<sup>(1)</sup></u>	<u>13.088<sup>(1)</sup></u>	<u>9.382<sup>(1)</sup></u>
<b>Efectivo aplicado a las actividades de inversión</b>			
Adquisiciones de bienes de uso	(11.880) <sup>(2)</sup>	(8.549) <sup>(2)</sup>	(5.458) <sup>(2)</sup>
Aportes de capital en inversiones no corrientes	(349)	(127)	(131)
Inversiones no consideradas efectivo	-	-	1
Efectivo neto aplicado a las actividades de inversión	<u>(12.229)</u>	<u>(8.676)</u>	<u>(5.588)</u>
<b>Efectivo aplicado a las actividades de financiación</b>			
Pago de préstamos	(16.702)	(12.931)	(12.990)
Préstamos obtenidos	20.779	13.408	14.959
Dividendos pagados	(5.565)	(4.444)	(4.897)
Efectivo neto aplicado a las actividades de financiación	<u>(1.488)</u>	<u>(3.967)</u>	<u>(2.928)</u>
<b>(Disminución) aumento neto del efectivo</b>	<u>(1.163)</u>	<u>445</u>	<u>866</u>
Efectivo al inicio del ejercicio	1.928	1.483	617
Efectivo al cierre del ejercicio	<u>765</u>	<u>1.928</u>	<u>1.483</u>
<b>(Disminución) aumento neto del efectivo</b>	<u>(1.163)</u>	<u>445</u>	<u>866</u>

Ver información adicional sobre los estados de flujo de efectivo en Nota 1.a y sobre la composición de efectivo en Nota 3.a.

- (1) Incluye (439), (324) y (339) correspondientes a intereses pagados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.
- (2) Incluye (276), (146) y (529) correspondientes a los pagos efectuados en relación con la extensión de ciertas concesiones de explotación en las Provincias de Mendoza y Neuquén (Nota 9.c), durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

Las Notas 1 a 12 y los estados complementarios adjuntos (Anexos A, C, E, F, G y H y Cuadro I) son parte integrante de estos estados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

### NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

#### POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS

(cifras expresadas en millones de pesos, excepto donde se indica en forma expresa – Nota 1.a)

### 1. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS CONTABLES Y MODIFICACION DE LA INFORMACION DE EJERCICIOS ANTERIORES

#### a) Bases de presentación de los estados contables

Los estados contables de YPF han sido confeccionados de conformidad con las normas contables profesionales vigentes en Argentina, considerando las normas de la CNV.

Con fecha 20 de marzo de 2009, la F.A.C.P.C.E. aprobó la Resolución Técnica N°26 “Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”)” del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”), posteriormente modificada por la Resolución Técnica N° 29 de fecha 3 de diciembre de 2010. Dicha resolución ha sido aprobada por la CNV a través de la Resolución General N°562/09 del 29 de diciembre de 2009, modificada esta última por la Resolución General N° 576/10 del 1 de julio de 2010, para ciertas entidades incluidas en el régimen de oferta pública de la Ley N° 17.811. La aplicación de tales normas resultará obligatoria para la Sociedad a partir del ejercicio que se inicie el 1 de enero de 2012 y por lo tanto los primeros estados financieros bajo NIIF serán los correspondientes al 31 de marzo de 2012. El Directorio de la Sociedad con fecha 14 de abril de 2010 ha aprobado el plan de implementación específico de las NIIF. En la Nota 11 de los presentes estados contables se incluye un detalle de los criterios adoptados en la transición a NIIF y las reconciliaciones del patrimonio neto y los resultados, de acuerdo a lo estipulado por la Resolución Técnica N°29.

#### *Reexpresión en moneda constante*

Los estados contables reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda en forma integral mediante la aplicación del método de reexpresión en moneda constante establecido por la Resolución Técnica N° 6 de la F.A.C.P.C.E. y considerando lo establecido por la Resolución General N° 441 de la CNV, que estableció la discontinuación de la reexpresión de los estados contables en moneda constante a partir del 1 de marzo de 2003.

#### *Estados de flujo de efectivo*

Para la preparación de los estados de flujo de efectivo se consideraron caja y los equivalentes de caja que comprenden todas las inversiones de muy alta liquidez, con vencimiento originalmente pactado inferior a tres meses.

Las principales actividades de inversión que no afectaron la variación del efectivo corresponden a los aumentos de los costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos, compromisos relacionados con la extensión de ciertas concesiones de explotación en las provincias de Mendoza y Neuquén pendientes de cancelación (Nota 9.c), adquisiciones pendientes de cancelación al cierre del ejercicio y aportes de capital a sociedades controladas realizados mediante capitalización de préstamos.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

*Criterio de reconocimiento de ingresos*

Los ingresos por ventas de petróleo crudo, productos destilados y gas natural se reconocen al momento en que la propiedad y los riesgos son transferidos al cliente.

Las subvenciones e incentivos se contabilizan como ventas en el estado de resultados en el ejercicio en que se cumplimentan las condiciones para su obtención.

*Participación en Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios*

Las participaciones de la Sociedad en Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios, han sido consolidadas línea por línea, en base a la participación proporcional en los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos de los mismos (Nota 6).

*Concesiones de explotación y permisos de exploración*

De acuerdo con la Ley N° 24.145 promulgada en noviembre de 1992, las áreas que la Sociedad tenía asignadas fueron transformadas en concesiones de explotación y permisos de exploración, regidos por la Ley N° 17.319 (modificada por la Ley N° 26.197) por la cual se establece, entre otros, que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio de las provincias o de la Nación, según el ámbito territorial en que se encuentren. Los permisos de exploración pueden tener un plazo de hasta 14 años (17 años para exploración off shore) y las concesiones de explotación tienen un plazo de 25 años que puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años (Nota 9.c).

*Valor corriente de los instrumentos financieros y concentración del riesgo crediticio*

El valor registrado de caja y bancos, inversiones, créditos por ventas, otros créditos y deudas corrientes se aproxima a su valor corriente debido al corto plazo del vencimiento de estos instrumentos. El valor corriente de los préstamos recibidos, estimado considerando precios de mercado o tasas de interés ofrecidas a la Sociedad al cierre de cada ejercicio, ascendió a 11.964, 7.232 y 6.434, al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

Los instrumentos financieros de la Sociedad que potencialmente están sujetos al riesgo de concentración crediticia consisten principalmente en los saldos de caja y bancos, inversiones corrientes, créditos por ventas y otros créditos otorgados. La Sociedad invierte sus excesos de caja en colocaciones de alta liquidez en instituciones financieras en Argentina y en el exterior con alta calificación crediticia. En el curso normal de sus negocios y sobre la base de análisis crediticios realizados en forma continua, la Sociedad otorga crédito a sus clientes y a ciertas compañías relacionadas. Asimismo, realiza el cargo a resultados por créditos de cobro dudoso sobre la base de información específica de sus clientes. Más allá de los certificados de Crédito Fiscal pendientes de compensación que la Sociedad obtuvo durante la vigencia de los Programas Petróleo y Refino Plus establecidos mediante el Decreto 2.014/2008 y sus reglamentaciones, incluidos en la línea "Créditos de impuestos, reembolsos por exportaciones e incentivos a la producción" de la Nota 3.c, la cartera de deudores de la Sociedad se encuentra atomizada.

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad no posee instrumentos financieros derivados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

### *Uso de estimaciones*

La preparación de los estados contables de conformidad con las normas contables profesionales vigentes requiere que la Dirección y la Gerencia de la Sociedad efectúen estimaciones que afectan la determinación de los activos, pasivos, ingresos y egresos y la exposición de contingencias. Los resultados futuros pueden diferir de las estimaciones efectuadas por la Dirección y la Gerencia de la Sociedad.

### *Utilidad neta por acción*

La utilidad neta por acción ha sido calculada en base a las 393.312.793 acciones de la Sociedad en circulación por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009.

### **b) Modificación de la información de ejercicios anteriores**

En relación a la implementación de las NIIF antes mencionada, la Resolución General N° 576/2010 establece que las emisoras que, de acuerdo a lo establecido en las normas contables profesionales vigentes en Argentina, habían ejercido la opción de informar en nota a los estados contables el pasivo por impuesto diferido originado por la diferencia entre el valor contable de los bienes de uso ajustados por inflación y su correspondiente valor histórico utilizado para fines fiscales, debían efectuar el reconocimiento contable de dicho pasivo con contrapartida en resultados no asignados. La norma menciona que este reconocimiento podía efectuarse en cualquier cierre de período intermedio o anual hasta la fecha de transición a las NIIF, inclusive. Asimismo, la resolución antes mencionada establece que, por única vez, la Asamblea de Accionistas que considere los estados contables del ejercicio en que sea reconocido el pasivo por impuesto diferido podrá reimputar el monto del débito a resultados no asignados con contrapartida en rubros integrantes del capital que no estén representados por acciones (Capital social) o con contrapartida en cuentas de ganancias reservadas, no estableciendo un orden predeterminado para esta imputación.

La Sociedad reconoció contablemente en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010 el pasivo por impuesto diferido originado por la diferencia entre el valor contable de los bienes de uso ajustados por inflación y su correspondiente valor histórico utilizado para fines fiscales, incluyendo los efectos del cambio de criterio contable en forma retroactiva.

De acuerdo a lo mencionado precedentemente, los estados contables al 31 de diciembre de 2009, que se presentan con propósitos comparativos, han sido modificados respecto a los emitidos originalmente con fecha 4 de marzo de 2010 para dar efecto retroactivo al reconocimiento del pasivo por impuesto diferido dando lugar a una disminución de los resultados no asignados y a un incremento de la utilidad neta del ejercicio 2009 de 1.180 y 203, respectivamente. La modificación de la información comparativa no implica cambios en las decisiones tomadas en base a ella.

La Asamblea general ordinaria de accionistas de fecha 26 de abril de 2011, dispuso la absorción contra la cuenta "Ajuste del capital", del efecto correspondiente a la registración del pasivo diferido mencionado, el cual fuera registrado según lo mencionado en los párrafos precedentes, por un importe de 1.180. Asimismo, como consecuencia de la referida absorción, dicha Asamblea dispuso la desafectación de la Reserva Legal por 236 para adecuar su saldo a los requerimientos legales.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

## 2. CRITERIOS DE VALUACION

Los principales criterios de valuación utilizados para la preparación de los estados contables son los siguientes:

### a) Caja y bancos:

- En moneda nacional: a su valor nominal.
- En moneda extranjera: a su valor nominal convertido a los tipos de cambio vigentes al cierre de cada ejercicio para la liquidación de estas operaciones. Las diferencias de cambio resultantes fueron imputadas a los resultados de cada ejercicio. El detalle de los saldos en moneda extranjera se expone en el Anexo G.

### b) Inversiones corrientes, créditos por ventas, otros créditos y deudas:

- En moneda nacional: a su valor nominal incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados al cierre de cada ejercicio según las cláusulas específicas de cada operación. Las inversiones con cotización han sido valuadas a su valor de cotización al cierre de cada ejercicio.
- En moneda extranjera: a su valor nominal convertido a los tipos de cambio vigentes al cierre de cada ejercicio para la liquidación de estas operaciones, incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados a la fecha de cierre de los mismos según las cláusulas específicas de cada operación. Las inversiones con cotización han sido valuadas a su valor de cotización al cierre de cada ejercicio convertidas a los tipos de cambio vigentes al cierre de los mismos para la liquidación de estas operaciones. Las diferencias de cambio resultantes fueron imputadas a los resultados de cada ejercicio. El detalle de los saldos en moneda extranjera se expone en el Anexo G.

En los casos que las normas contables profesionales vigentes requieran la valuación de las sumas a cobrar o pagar a valores descontados, el valor descontado no difiere significativamente del mencionado valor nominal.

Los créditos incluyen, en los casos que corresponda, una previsión para reducir su valor al de probable realización.

### c) Bienes de cambio:

- Productos destilados, productos en proceso, petróleo crudo y gas natural: a su costo de reproducción o reposición, según corresponda, al cierre de cada ejercicio.
- Materias primas y envases: han sido valuados a su costo de adquisición, el cual no difiere significativamente de su costo de reposición al cierre de cada ejercicio.

El valor de los bienes de cambio no supera su valor de realización estimado.

### d) Inversiones no corrientes:

Las mismas comprenden participaciones en sociedades en las que se ejerce control, control conjunto e influencia significativa y las participaciones en otras sociedades. Estas inversiones se detallan en el Anexo C y han sido valuadas a su valor patrimonial proporcional, excepto por las participaciones en otras sociedades que han sido valuadas a su costo de adquisición reexpresado según lo mencionado en Nota 1.a.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

Las participaciones en Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd. y Oleoducto Trasandino (Chile) S.A., en las cuales YPF mantiene una participación directa o indirecta inferior al 20%, han sido valuadas a su valor patrimonial proporcional, dado que YPF ejerce influencia significativa en las decisiones financieras y operativas de estas sociedades sobre la base de la representación de YPF en los Directorios de estas sociedades.

Las inversiones directas e indirectas incluyen, en los casos que corresponda, una previsión por desvalorización de la participación en sociedades. Los principales factores que incidieron en el reconocimiento de la mencionada previsión fueron la devaluación del peso argentino, la disminución de las expectativas de actividad, el incumplimiento de los servicios de ciertas deudas financieras y la pesificación y el congelamiento de las tarifas de ciertos servicios públicos.

Las sociedades del exterior se definen como integradas cuando llevan a cabo su operación como si fueran una extensión de las operaciones de la inversora o como no integradas cuando acumulan efectivo y otras partidas monetarias, incurren en gastos, generan ingresos y se financian principalmente con fondos propios. Los activos y pasivos de las sociedades del exterior no integradas se convierten a pesos utilizando las cotizaciones vigentes al cierre de cada ejercicio. Los resultados se convierten empleando los tipos de cambio correspondientes a las fechas de las transacciones. Las correspondientes diferencias de cambio generadas en la conversión se imputan al patrimonio neto en la cuenta "Resultados diferidos", que se mantienen hasta que se produzca la venta de la inversión o el reembolso total o parcial del capital. Los activos, pasivos y resultados de las sociedades del exterior integradas, se convierten utilizando las cotizaciones vigentes a la fecha de cada transacción. Las diferencias generadas en el proceso de conversión se imputan al resultado de cada ejercicio en la cuenta "Diferencias de cambio generadas por activos".

Las participaciones en acciones preferidas han sido valuadas a su valor patrimonial proporcional tomando en consideración las disposiciones estatutarias respectivas.

Las participaciones en sociedades con patrimonio neto negativo se exponen en el rubro "Cuentas por pagar" en la medida en que sea intención de la Sociedad proveer el correspondiente apoyo financiero.

En caso de corresponder, se ha adecuado la información contable de las sociedades controladas, bajo control conjunto o influencia significativa para adaptarla a los criterios contables aplicados en la preparación de los estados contables de YPF. Dichas adecuaciones corresponden principalmente a la aplicación de las normas contables profesionales vigentes en Argentina a las inversiones del exterior y al reconocimiento del pasivo por impuesto diferido de las sociedades controladas, bajo control conjunto e influencia significativa correspondiente a la diferencia que surge entre el valor contable de los bienes de uso ajustados por inflación y su correspondiente valor histórico utilizado para fines fiscales (Nota 1.b).

Para la valuación de la participación en sociedades sobre las que se ejerce control, control conjunto e influencia significativa, se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible y las transacciones entre YPF y la sociedad relacionada que hubieran modificado el patrimonio de la segunda.

La Sociedad presenta estados contables consolidados como información complementaria a los presentes estados contables (Cuadro I).

A partir de la vigencia de la Ley Nº 25.063, los dividendos, en dinero o en especie, que la Sociedad reciba por sus inversiones en otras sociedades en exceso de las utilidades impositivas acumuladas que éstas mantengan al momento de su distribución, estarán sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto a las ganancias con carácter de pago único y definitivo. YPF no ha efectuado cargo alguno por este impuesto por estimar que los dividendos provenientes de utilidades registradas mediante la aplicación del método del valor patrimonial proporcional no estarán sujetos a dicho impuesto.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°3

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°223 - F°190

**e) Bienes de uso:**

Al costo de adquisición reexpresado de acuerdo con lo indicado en la Nota 1.a, menos las correspondientes depreciaciones acumuladas. Las tasas de depreciación representativas de la vida útil asignada por grupo homogéneo de bienes se detallan en el Anexo A. Para aquellos bienes cuya construcción requiere un período prolongado de tiempo, se han activado los costos financieros correspondientes al financiamiento de terceros hasta que el bien se encuentre en condiciones de uso.

**Actividades de producción de petróleo y gas**

- La Sociedad utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas. En consecuencia, los costos de exploración, excluidos los costos de los pozos exploratorios, han sido imputados a resultados cuando se incurren. Los costos de perforación de los pozos exploratorios, incluidos los pozos de prueba estratigráfica, se activan hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, los mencionados costos de perforación se imputan a resultados. Ocasionalmente, al momento de finalizar la perforación de un pozo exploratorio se puede determinar la existencia de reservas que aún no pueden ser clasificadas como reservas probadas. En esas situaciones, el costo del pozo exploratorio se mantiene activado si el mismo ha descubierto un volumen de reservas que justifique el desarrollo del mismo como pozo productivo y si la Sociedad está logrando un progreso sustancial en la evaluación de las reservas y de la viabilidad económica y operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumple el costo del mismo es imputado a resultados. Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad no posee pozos exploratorios en estado de evaluación cuyo plazo de terminación sea superior a un año.
- Los costos de perforación aplicables a los pozos productivos y a los pozos secos de desarrollo y los costos de equipos relacionados con el desarrollo de las reservas de petróleo y gas han sido activados.
- Los costos activados relacionados con actividades productivas, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas que se estima recuperar.
- Los costos activados relacionados con adquisiciones de propiedades y extensión de concesiones, con reservas probadas, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas totales.
- Los costos activados relacionados con áreas con reservas no probadas son examinados periódicamente por la Gerencia de la Sociedad para asegurar que el valor registrado sea recuperable.
- Las depreciaciones se adecuan por los cambios en las estimaciones de las reservas probadas de petróleo crudo y gas con posterioridad a la fecha de exteriorización de dichos cambios. La Sociedad efectúa las revisiones de las estimaciones de reservas al menos una vez al año. Adicionalmente, las estimaciones de reservas son auditadas por ingenieros independientes de petróleo y gas sobre la base de un plan de rotación de tres años.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190



- Los costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos son activados a valores descontados, junto con los activos que le dieron origen y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto al mismo valor estimado de las sumas a pagar descontadas. Los cambios en las estimaciones de las sumas a pagar descontadas son realizados, considerando los costos corrientes incurridos para el abandono de pozos campo por campo u otra información externa disponible, si las obligaciones para el abandono de pozos no fueran llevadas a cabo. Debido a la cantidad de pozos productivos o no abandonados aún, como así también, a la complejidad respecto a las diversas áreas geográficas en donde están localizados, los costos corrientes incurridos para el taponamiento de pozos son utilizados para estimar los costos de abandono de los pozos pendientes de abandono. Dichos costos constituyen la mejor estimación del pasivo por abandono de pozos.

#### **Otros bienes de uso**

- Los bienes no afectados a la producción de petróleo y gas han sido depreciados siguiendo el método de depreciación de la línea recta sobre la base de porcentajes de depreciación calculados en función de la vida útil estimada de cada clase de bien.

El mantenimiento y las reparaciones de los bienes de uso se imputan a resultados a medida que se realizan.

Los trabajos de reacondicionamiento mayores, que permiten recuperar la capacidad de servicio para lograr su uso continuo, son activados y se amortizan por el método de la línea recta hasta el próximo trabajo de reacondicionamiento mayor.

Las renovaciones, mejoras y refacciones que extienden la vida útil y/o incrementan la capacidad productiva de los bienes son activadas. A medida que los bienes de uso son reemplazados, sus costos relacionados y sus depreciaciones acumuladas son dados de baja.

Se activan los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental, sólo si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (a) se trata de mejoras en la capacidad y seguridad de planta (u otro activo productivo); (b) se previene o limita la contaminación ambiental; o (c) los costos se incurren para acondicionar los activos para su venta sin que el valor registrado supere su valor recuperable.

El valor de los bienes de uso, considerados al nivel de cada segmento de negocio según se define en la Nota 4 a los estados contables consolidados, no supera su valor recuperable estimado.

#### **f) Impuestos, retenciones y regalías:**

##### **Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta**

La Sociedad determina el cargo contable por impuesto a las ganancias de acuerdo con el método del impuesto diferido, el cual considera el efecto de las diferencias temporarias originadas en la distinta base de medición de activos y pasivos según criterios contables e impositivos y de los quebrantos impositivos existentes y créditos fiscales no utilizados susceptibles de deducción de ganancias impositivas futuras, computados considerando la tasa impositiva vigente, que actualmente alcanza el 35%.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

Adicionalmente, la Sociedad determina el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias. La obligación fiscal de la Sociedad en cada ejercicio coincidirá con el monto mayor que surja de la determinación del impuesto a la ganancia mínima presunta y la obligación fiscal por el impuesto a las ganancias determinado aplicando la tasa vigente del 35% sobre la utilidad impositiva del ejercicio. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias a pagar, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias a pagar sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, el importe determinado en concepto de obligación fiscal por impuesto a las ganancias estimado fue superior al impuesto a la ganancia mínima presunta y se imputó al resultado de cada ejercicio en el rubro "Impuesto a las Ganancias".

### **Regalías, cánones y regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos**

Por la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados, se abonan regalías equivalentes al 12% sobre el valor estimado en boca de pozo de dichos productos, el cual es asimilable al precio de venta final menos gastos de transporte y almacenamiento. Para el cálculo de las regalías, la Sociedad ha considerado acuerdos de precios a partir de operaciones de compra venta de petróleo crudo, obtenidos en el mercado para algunas calidades de dicho producto y ha aplicado estos precios, netos de los descuentos antes mencionados, en un todo de acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 17.319 y sus modificaciones. Adicionalmente, en relación con la extensión del plazo original de concesiones de explotación, la Sociedad ha acordado el pago de un cánón extraordinario de producción (ver Nota 9.c).

Las regalías y cánones extraordinarios de producción se imputan al costo de producción.

La Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, sancionada en enero de 2002, estableció la creación de un régimen de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos por cinco años. En enero de 2007, la Ley N° 26.217 prorrogó por 5 años, a partir de su vencimiento, el mencionado régimen y aclaró expresamente que el mismo aplica también a las exportaciones que se realicen desde Tierra del Fuego, anteriormente exentas de dicho régimen. Adicionalmente, la Ley N° 26.732 publicada en el Boletín Oficial en Diciembre de 2011 prorrogó por 5 años adicionales el mencionado régimen. El 16 de noviembre de 2007, el Ministerio de Economía y Producción ("MEP") publicó la Resolución N° 394/2007, modificando el régimen de retención a las exportaciones de crudo y otros productos derivados del petróleo. El régimen establece que cuando el precio internacional exceda el precio de referencia de US\$ 60,9 por barril, el productor cobrará el valor de corte de US\$ 42 por barril, dependiendo de la calidad del crudo vendido, y el remanente será retenido por el Gobierno Argentino. Si el precio internacional es menor al valor de referencia pero mayor a US\$ 45 por barril, será aplicada una alícuota de retención del 45%. Si el precio internacional está por debajo de US\$ 45 por barril, el Gobierno tendrá que determinar los porcentajes de retención en un término de 90 días hábiles.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

La alícuota de retención determinada como se indica precedentemente también es de aplicación para gasoil, naftas y otros productos derivados del petróleo. Adicionalmente, el procedimiento de cálculo descripto precedentemente también aplica a otros productos derivados del petróleo y lubricantes, considerando diferentes alícuotas de retención, valores de referencia y precios obtenidos por los productores. Asimismo, en marzo de 2008, la Resolución N° 127/2008 del MEP elevó la alícuota de retención a las exportaciones de gas natural, equivalente al 100% del precio más alto establecido en contratos de importación de gas natural, como asimismo estableció un sistema de retenciones variables para el gas licuado de petróleo similar al descripto en la Resolución N° 394/2007.

En diciembre de 2011, la Ley 26.732 prorrogó por 5 años a partir de su vencimiento el mencionado régimen.

Las retenciones a las exportaciones de hidrocarburos se exponen en el rubro "Ventas netas" del estado de resultados.

#### **g) Previsiones:**

- Deducidas del activo: se han constituido para reducir la valuación de los créditos por ventas, otros créditos, inversiones no corrientes y bienes de uso en base al análisis de los créditos de cobro dudoso y del probable valor recuperable de los activos afectados.
- Incluidas en el pasivo: se han constituido para afrontar situaciones contingentes que podrían originar obligaciones para la Sociedad, en la medida en que sean probables y puedan ser cuantificadas razonablemente, tomando en cuenta las expectativas de la Gerencia de la Sociedad y en consulta con sus asesores legales. De acuerdo a las normas contables profesionales vigentes, las provisiones no corrientes deben ser valuadas al valor descontado al cierre de cada ejercicio, sin embargo, dado que su valor nominal no difiere significativamente del valor descontado, han sido registradas al valor nominal.

El movimiento de las provisiones se expone en el Anexo E.

#### **h) Pasivos ambientales:**

Las obligaciones ambientales se registran cuando las evaluaciones y/o saneamientos ambientales son probables y se pueden estimar razonablemente. Dicha estimación se basa en los estudios de factibilidad detallados sobre el enfoque y los costos de saneamiento para emplazamientos individuales, o en la estimación por parte de la Sociedad de los costos a incurrir según la experiencia histórica y la información disponible, dependiendo de la etapa en que se encuentre la evaluación y/o saneamiento de cada emplazamiento. A medida que más información sobre cada emplazamiento está disponible o bien a medida que se modifican las normas sobre medio ambiente, la Sociedad revisa su estimación de costos a incurrir en materia de evaluación y/o saneamiento ambiental.

#### **i) Cuentas del patrimonio neto:**

Se reexpresaron de acuerdo con lo indicado en la Nota 1.a, excepto la cuenta "Capital suscrito", la cual se ha mantenido por su valor de origen. El ajuste derivado de su reexpresión se expone en la cuenta "Ajuste del capital", donde se incluye, adicionalmente, la absorción del efecto correspondiente a la registración del pasivo diferido originado por la diferencia entre el valor contable de los bienes de uso ajustados por inflación y su correspondiente valor histórico utilizado para fines fiscales. Dicho efecto había sido registrado contra Resultados no asignados durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010, de acuerdo a lo establecido por la Resolución General N° 576/2010 (ver adicionalmente Nota 1.b).

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°3

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°223 - F° 190

En la cuenta “Resultados diferidos” se incluyen las diferencias de cambio generadas por el efecto de la conversión a pesos de las participaciones en sociedades en el exterior definidas como no integradas.

**j) Cuentas del estado de resultados:**

Las cuentas del estado de resultados han sido registradas mediante la aplicación de los siguientes criterios:

- Las cuentas que acumulan operaciones monetarias a su valor nominal.
- El costo de ventas ha sido calculado computando las unidades vendidas en cada mes al costo de reproducción de dicho mes.
- Los cargos por consumos de activos no monetarios valuados al costo de adquisición, se calcularon en función de los importes ajustados de tales activos de acuerdo a lo mencionado en la Nota 1.a.
- El resultado por tenencia correspondiente a los bienes de cambio valuados a su costo de reproducción, se incluyó en el rubro “Resultado por tenencia de bienes de cambio”.
- Los resultados de inversiones permanentes en sociedades sobre las que se ejerce control, control conjunto o influencia significativa se computaron sobre la base de los resultados de dichas sociedades y se incluyeron en el rubro “Resultados de inversiones no corrientes”, excepto las diferencias de cambio resultantes del proceso de conversión de sociedades del exterior definidas como integradas, las cuales se incluyeron en la cuenta “Diferencias de cambio generadas por activos”.

**3. DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS DE LOS ESTADOS CONTABLES**

Se indica a continuación la composición de los principales rubros de los estados contables:

**Balance General al 31 de Diciembre de 2011 y Comparativos**

**a) Inversiones:**

	2011		2010		2009	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Colocaciones transitorias	241 <sup>(1)</sup>	-	1.659 <sup>(1)</sup>	-	1.103 <sup>(1)</sup>	-
Participación en sociedades (Anexo C)	-	2.716	-	2.391	-	2.293
Previsión para desvalorización de participaciones en sociedades (Anexo E)	-	(15)	-	(13)	-	(26)
	<b>241</b>	<b>2.701</b>	<b>1.659</b>	<b>2.378</b>	<b>1.103</b>	<b>2.267</b>

(1) Corresponden a inversiones con vencimiento originalmente pactado inferior a tres meses.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

**b) Créditos por ventas:**

	2011		2010		2009	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Deudores comunes	2.569	14	2.743	18	2.585	22
Sociedades relacionadas (Nota 7)	894	-	558	-	461	-
	3.463 <sup>(1)</sup>	14	3.301	18	3.046	22
Previsión para deudores por ventas de cobro dudoso (Anexo E)	(414)	-	(421)	-	(407)	-
	3.049	14	2.880	18	2.639	22

(1) Incluye 330 en gestión judicial, 23 de plazo vencido a menos de tres meses, 49 de plazo vencido a más de tres meses, 3.008 a vencer dentro de los próximos tres meses y 53 a vencer a más de tres meses.

**c) Otros créditos:**

	2011		2010		2009	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Créditos de impuestos, reembolsos por exportaciones e incentivos a la producción	918	8	1.530	811	1.090	14
Deudores por servicios	200	-	130	-	102	-
Gastos pagados por adelantado	195	128	127	76	134	67
Cánones y derechos	9	26	17	27	17	38
Sociedades relacionadas (Nota 7)	305	-	165	-	28	-
Préstamos a clientes	32	56	25	70	30	69
Aporte a fideicomiso Obra Sur	21	98	13	115	-	119
Anticipos a proveedores	233	-	242	-	120	-
Depósitos en garantía	160	38	164	56	176	1
Anticipos y préstamos a empleados	100	-	50	-	41	-
Créditos con Socios de Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	56	278	-	94	-	69
Diversos	426	58	249	85	256	65
	2.655 <sup>(1)</sup>	690 <sup>(2)</sup>	2.712	1.334	1.994	442
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(88)	-	(88)	-	(88)	-
Previsión para valuar otros créditos a su valor recuperable (Anexo E)	-	(8)	-	(15)	-	(16)
	2.567	682	2.624	1.319	1.906	426

(1) Incluye 87 de plazo vencido a menos de tres meses, 236 de plazo vencido a más de tres meses y 2.332 a vencer de acuerdo al siguiente detalle: 1.239 de uno a tres meses, 314 de tres a seis meses, 292 de seis a nueve meses y 487 de nueve a doce meses.

(2) Incluye 287 a vencer de uno a dos años, 67 a vencer de dos a tres años y 336 a vencer a más de tres años.

**d) Bienes de cambio:**

	2011	2010	2009
Productos destilados	3.389	2.117	1.581
Petróleo crudo y gas natural	1.630	1.043	971
Productos en proceso	64	67	59
Materias primas y envases	243	235	207
	5.326	3.462	2.818

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

e) Bienes de uso:	2011	2010	2009
Valor residual de bienes de uso (Anexo A)	38.098	30.123	26.355
Previsión para materiales y equipos obsoletos (Anexo E)	(107)	(99)	(37)
Previsión para perforaciones exploratorias improductivas (Anexo E)	-	(3)	(3)
	<u>37.991</u>	<u>30.021</u>	<u>26.315</u>

f) Cuentas por pagar:	2011		2010		2009	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Proveedores	8.802	33	5.818	28	4.194	34
Obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	252	6.288	243	5.193	238	4.003
Sociedades relacionadas (Nota 7)	860	-	510	-	423	-
Participación en sociedades con patrimonio neto negativo <sup>(3)</sup>	482	-	320	-	6	-
Extensión concesiones Provincias de Mendoza y Neuquén (Nota 9.c)	451	-	-	-	142	-
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	714	-	409	-	358	-
Pasivos ambientales (Nota 9.b)	303	221	302	205	179	285
Diversas	199	291	122	147	50	49
	<u>12.063<sup>(1)</sup></u>	<u>6.833<sup>(2)</sup></u>	<u>7.724</u>	<u>5.573</u>	<u>5.590</u>	<u>4.371</u>

(1) Incluye 11.110 a vencer dentro de los próximos tres meses, 317 a vencer de tres a seis meses y 636 a vencer a más de seis meses.

(2) Incluye 930 a vencer de uno a dos años y 5.903 a vencer a más de dos años.

(3) Al 31 de diciembre de 2011, corresponde al valor patrimonial proporcional negativo por la inversión en YPF Holdings Inc., sociedad controlada, y al 31 de diciembre de 2010 y 2009, incluye adicionalmente el valor patrimonial proporcional negativo de Central Dock Sud S.A., sociedad bajo influencia significativa, luego de la adecuación de criterios contables, según se menciona en la Nota 2.d.

g) Préstamos:	Tasa de Interés <sup>(1)</sup>	Vencimiento del Capital	2011		2010		2009	
			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Obligaciones Negociables <sup>(2)</sup>	4,00 – 19,99%	2012 - 2028	313	719	361	642	6	547
Sociedades relacionadas (Nota 7)	3,93 – 24,80%	2012 - 2013	71	538	458	97	912	380
Otras deudas financieras	1,40 – 29,00%	2012 - 2017	7.044 <sup>(3)</sup>	3.213 <sup>(3)</sup>	4.803	798	3.465	1.116
			<u>7.428<sup>(4)</sup></u>	<u>4.470<sup>(4)</sup></u>	<u>5.622</u>	<u>1.537</u>	<u>4.383</u>	<u>2.043</u>

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2011.

(2) Se exponen netas de 34, 36 y 38 de Obligaciones Negociables propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(3) Incluyen aproximadamente 8.797 que corresponden a préstamos pactados en dólares y devengan interés a tasas de entre 1,40% y 7,74%.

(4) Al 31 de diciembre de 2011, 8.040 devengan una tasa de interés fija, 372 una tasa de interés variable BADLAR más un spread entre 2,60% y 6,00% y 3.486 una tasa de interés variable LIBO más un spread entre 3,35% y 4,50%.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°3

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°223 - F°190

Al 31 de diciembre de 2011, los vencimientos de los préstamos corrientes y no corrientes, son los siguientes:

	De 1 a 3 meses	De 3 a 6 meses	De 6 a 9 meses	De 9 a 12 meses	Total
Préstamos corrientes	3.613	1.759	978	1.078	7.428
	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años	Total
Préstamos no corrientes	1.989	718	1.130	633	4.470

Se indican a continuación las principales características de las Obligaciones Negociables emitidas:

(en millones)						Valor registrado					
Programa Global		Emisión		Tasa de Interés <sup>(1)</sup>	Vencimiento del Capital	2011		2010		2009	
Año	Monto	Año	Valor nominal			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
1997	US\$ 1.000	1998	US\$ 100	10,00%	2028	7	418	7	364	6	342
2008	US\$ 1.000	2009	\$ 205	-	-	-	-	205	-	-	205
2008	US\$ 1.000	2010	\$ 143	-	-	-	-	144	-	-	-
2008	US\$ 1.000	2010	US\$ 70	4,00%	2013	5	301	5	278	-	-
2008	US\$ 1.000	2011	\$ 300	19,99% <sup>(2)</sup>	2012	301	-	-	-	-	-
						313	719	361	642	6	547

(1) Tasa de interés vigente al 31 de diciembre de 2011.

(2) La presente emisión devenga interés a una tasa variable BADLAR más 2,60%.

En relación con las Obligaciones Negociables emitidas, la Sociedad ha acordado para sí y sus sociedades controladas ciertas cláusulas, incluyendo entre otras, pagar todos sus pasivos a su vencimiento y no crear gravámenes que excedan el 15% del total de activos consolidados. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares que representen un porcentaje de entre el 10% y el 25% del monto total del capital de las Obligaciones Negociables en circulación podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

La deuda financiera de la Sociedad por un total de 11.898, incluyendo los intereses devengados (deuda a largo y corto plazo) al 31 de diciembre de 2011, contiene compromisos habituales en contratos de esta naturaleza. Con respecto a una parte significativa de la misma, se ha acordado, entre otras cosas, y bajo ciertas excepciones, no crear gravámenes o cargas sobre activos. Adicionalmente, una parte menor de la deuda (aproximadamente el 22,6%) está sujeta a compromisos financieros relacionados con el ratio de apalancamiento y de cobertura de servicio de deuda de la Sociedad.

La deuda financiera también está sujeta a cláusulas habituales de eventos de incumplimiento, incluyendo en varios casos disposiciones de incumplimiento cruzado que podrían resultar en su exigibilidad anticipada y, en ciertos casos, disposiciones de pago anticipado.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°3

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°223 - F°190

La Asamblea General de Accionistas celebrada el 8 de enero de 2008, aprobó un programa de emisión de Obligaciones Negociables por un monto de hasta US\$ 1.000 millones. Los fondos provenientes de dicho programa podrán ser utilizados exclusivamente para realizar inversiones en activos físicos y capital de trabajo dentro de la República Argentina.

Dentro del Programa de emisión antes mencionado, con fecha 24 de septiembre de 2009, la Sociedad concretó la emisión de Obligaciones Negociables Clase I a tasa variable con vencimiento en 2011, por un monto de 205 millones de pesos. Con fecha 4 de marzo de 2010, la Sociedad concretó la emisión de Obligaciones Negociables Clase II a tasa variable con vencimiento en 2011, por un monto de 143 millones de pesos y la emisión de Obligaciones Negociables Clase III a tasa fija con vencimiento en 2013, por un monto de 70 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad ha dado cumplimiento total al destino de los fondos según se mencionara en los suplementos de precios correspondientes a las series de Obligaciones Negociables detalladas previamente y las series Clase I y II han sido canceladas en su totalidad. Adicionalmente, y también dentro del programa antes indicado, con fecha 21 de junio de 2011, la Sociedad concretó la emisión de Obligaciones Negociables Clase V a tasa variable con vencimiento en 2012, por un monto de 300 millones de pesos. Todos los títulos antes mencionados están autorizados a cotizar en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en el Mercado Abierto Electrónico ("MAE") de la Argentina.

#### Estado de Resultados al 31 de Diciembre de 2011 y Comparativos

	Ganancia (Pérdida)		
	2011	2010	2009
<b>h) Ventas netas:</b>			
Ventas	54.809	43.318	33.772
Impuesto sobre los ingresos brutos	(1.676)	(1.150)	(798)
Retención a las exportaciones	(1.826)	(1.668)	(1.628)
	51.307	40.500	31.346
<b>i) Otros ingresos, netos:</b>			
(Previsión) recupero para juicios pendientes y otros reclamos	(82)	(124)	112
Recupero de siniestros	142	-	61
Diversos	188	156	30
	248	32	203
<b>j) Impuesto a las ganancias:</b>			
Impuesto a las ganancias corriente	(2.351)	(3.161)	(1.983)
Impuesto diferido	(153)	273	64
	(2.504)	(2.888)	(1.919)

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190



La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados de cada ejercicio, es la siguiente:

	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	7.800	8.678	5.608
Tasa impositiva vigente	35%	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(2.730)	(3.037)	(1.963)
Resultados de inversiones no corrientes	187	100	113
Resultados exentos Ley N° 19.640 (Tierra del Fuego)	58	55	29
Moratoria Ley N° 26.476	-	-	(97)
Diversos	(19)	(6)	(1)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>(2.504)</u>	<u>(2.888)</u>	<u>(1.919)</u>

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es la siguiente:

	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Activos impositivos diferidos			
Previsiones y otros pasivos no deducibles	858	877	730
Quebrantos y otros créditos fiscales	45	47	42
Diversos	16	12	-
Total activo impositivo diferido	<u>919</u>	<u>936</u>	<u>772</u>
Pasivos impositivos diferidos			
Bienes de uso	(1.209)	(1.157)	(1.271)
Diversos	(89)	(5)	-
Total pasivo impositivo diferido	<u>(1.298)</u>	<u>(1.162)</u>	<u>(1.271)</u>
Total pasivo impuesto diferido, neto	<u>(379)</u>	<u>(226)</u>	<u>(499)</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

#### 4. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2011, el capital suscrito es de 3.933 y está representado por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales, divididas en cuatro clases de acciones (A, B, C y D) de valor nominal \$ 10 con derecho a un voto por acción que se encuentra totalmente suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública.

Al 31 de diciembre de 2011, Repsol YPF, S.A. ("Repsol YPF") controla la Sociedad, mediante una participación directa e indirecta de aproximadamente 57,43%, mientras que Petersen Energía S.A. ("PESA") y sus sociedades afiliadas ejercen influencia significativa mediante una tenencia del 25,46% del capital de la Sociedad. Adicionalmente, Repsol YPF había otorgado una opción para adquirir hasta un 1,6% del capital accionario de YPF a otros accionistas minoritarios, la cual ha vencido sin haberla ejercido a la fecha de emisión de estos estados contables.

Adicionalmente, Repsol YPF y PESA han suscrito un acuerdo de accionistas por el cual se establece entre otras cuestiones, la adopción de una política de dividendos para distribuir el 90% de las utilidades.

El domicilio legal de Repsol YPF es Paseo de la Castellana 278, 28046 Madrid, España. La actividad principal de Repsol YPF es la exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo y gas natural, el transporte de productos derivados de hidrocarburos, gas licuado de petróleo y gas natural, la refinación, la producción de productos petroquímicos y la comercialización de productos derivados de hidrocarburos, petroquímicos, gas licuado y gas natural.

Al 31 de diciembre de 2011, se encuentran emitidas 3.764 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente del Estado Nacional Argentino el voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de copiamiento accionario consentido u hostil, 3) transferencia total de los derechos de exploración y explotación, 4) disolución voluntaria de la Sociedad o 5) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de la República Argentina. En los casos 3) y 4) se requerirá, además, la previa aprobación del Congreso de la Nación Argentina.

#### 5. GARANTIAS OTORGADAS

Al 31 de diciembre de 2011, YPF ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Central Dock Sud S.A. por un monto de aproximadamente US\$ 9 millones. El préstamo relacionado tiene vencimiento final en 2013.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad ha emitido cartas de crédito por un monto de US\$ 50 millones para garantizar obligaciones ambientales, y garantías por un monto aproximado de US\$ 29 millones para garantizar el cumplimiento de contratos de ciertas sociedades controladas.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

## 6. PARTICIPACION EN UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS Y CONSORCIOS

Al 31 de diciembre de 2011, las principales Uniones Transitorias de Empresas (“UTEs”) y consorcios de exploración y producción en los que la Sociedad participa son las siguientes:

<b>Nombre y Ubicación</b>	<b>Participación</b>	<b>Operador</b>
Acambuco <i>Salta</i>	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana <i>Neuquén</i>	27,27%	Total Austral S.A.
Aguaragüe <i>Salta</i>	30,00%	Tecpetrol S.A.
CAM-2/A SUR <i>Tierra del Fuego</i>	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Campamento Central / Cañadón Perdido <i>Chubut</i>	50,00%	YPF S.A.
Consortio CNQ 7/A <i>La Pampa y Mendoza</i>	50,00%	Petro Andina Resources Argentina
El Tordillo <i>Chubut</i>	12,20%	Tecpetrol S.A.
La Tapera y Puesto Quiroga <i>Chubut</i>	12,20%	Tecpetrol S.A.
Llancanelo <i>Mendoza</i>	51,00%	YPF S.A.
Magallanes <i>Santa Cruz, Tierra del Fuego y Plataforma Continental Nacional</i>	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Palmar Largo <i>Formosa y Salta</i>	30,00%	Pluspetrol S.A.
Puesto Hernández <i>Neuquén y Mendoza</i>	61,55%	Petrobras Argentina S.A.
Ramos <i>Salta</i>	15,00% <sup>(1)</sup>	Pluspetrol Energy S.A.
San Roque <i>Neuquén</i>	34,11%	Total Austral S.A.
Tierra del Fuego <i>Tierra del Fuego</i>	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.
Yacimiento La Ventana – Río Tunuyán <i>Mendoza</i>	60,00%	YPF S.A.
Zampal Oeste <i>Mendoza</i>	70,00%	YPF S.A.

(1) Adicionalmente, YPF posee un 27% de participación indirecta a través de Pluspetrol Energy S.A.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

Adicionalmente, Energía Argentina S.A. (ENARSA) e YPF han constituido la UTE “Proyecto GNL Escobar – Unión Transitoria de Empresas”, la cual tiene como objeto desarrollar un proyecto de almacenaje, regasificación y logística de gas natural licuado (“GNL”) en las proximidades del anillo de distribución de Buenos Aires, principal centro de consumo de gas, con el objetivo de optimizar y aumentar la capacidad de regasificación. Durante el segundo trimestre de 2011 se ha finalizado la construcción del proyecto y ha iniciado la operación del mismo.

Asimismo, al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad licitó y resultó adjudicataria, en forma total o asociada con terceros, de permisos de exploración en varias áreas.

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 y los costos de producción por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, de las UTEs y consorcios que se incluyen en cada rubro de los estados contables son los siguientes:

	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Activo corriente	477	311	260
Activo no corriente	4.668	3.712	3.350
Total del activo	<u>5.145</u>	<u>4.023</u>	<u>3.610</u>
Pasivo corriente	1.006	572	480
Pasivo no corriente	1.208	819	628
Total del pasivo	<u>2.214</u>	<u>1.391</u>	<u>1.108</u>
Costos de producción	<u>2.864</u>	<u>2.421</u>	<u>1.994</u>

Para la determinación de la participación en UTEs y consorcios se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

## 7. SALDOS Y OPERACIONES CON SOCIEDADES RELACIONADAS

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, los principales saldos pendientes por operaciones con sociedades relacionadas son los siguientes:

	2011				2010				2009						
	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar	Préstamos	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar	Préstamos	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar	Préstamos			
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	No		Corriente	Corriente	Corriente	No		Corriente	Corriente		
					Corriente	Corriente				Corriente	Corriente				
<b>Sociedades controladas:</b>															
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	69	7	15	71	-	57	2	7	-	-	38	1	10	-	-
A - Evangelista S.A.	-	114	361	-	-	-	-	139	-	-	-	2	141	-	-
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo Ltda.	98	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
YPF Chile S.A. <sup>(2)</sup>	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maxus <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
YPF Servicios Petroleros S.A.	-	-	64	-	-	2	9	1	-	-	-	-	-	-	-
	173	121	440	71	-	65	11	147	-	-	38	3	152	-	-
<b>Sociedades bajo control conjunto:</b>															
Profertil S.A.	27	1	122	-	-	29	1	79	-	-	10	1	11	-	-
Compañía Mega S.A. ("Mega")	458	-	18	-	-	296	-	10	-	-	245	-	8	-	-
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	75	23	18	-	-	57	20	12	-	-	86	-	32	-	-
	560	24	158	-	-	382	21	101	-	-	341	1	51	-	-
<b>Sociedades bajo influencia significativa:</b>	104	-	48	-	-	50	1	46	-	-	22	1	25	-	-
<b>Principales accionistas y otras sociedades relacionadas bajo su control:</b>															
Repsol YPF	-	43	123	-	-	-	38	122	-	-	-	8	112	-	-
Repsol YPF Gas S.A.	32	13	37	-	-	34	1	4	-	-	35	3	2	-	-
Repsol Sinopec Brasil S.A.	-	6	-	-	-	-	5	-	-	-	7	-	-	-	-
Repsol International Finance B.V.	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-
Repsol Netherlands Finance B.V.	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	-	-	-	766	380
Repsol YPF Venezuela S.A.	-	6	-	-	-	-	6	6	-	-	-	-	6	-	-
Repsol YPF Ecuador S.A.	-	7	2	-	-	-	6	5	-	-	-	-	4	-	-
Repsol Comercial S.A.C.	-	8	-	-	-	-	7	-	-	-	-	-	-	-	-
Repsol Exploración S.A.	-	14	2	-	-	-	12	8	-	-	-	-	9	-	-
Repsol YPF Bolivia S.A.	-	19	-	-	-	-	18	23	-	-	-	5	22	-	-
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera S.A.	-	-	-	-	538	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Repsol Butano S.A.	-	20	-	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuevo Banco de Entre Ríos S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	27	28	-	-	-	50	-
Nuevo Banco de Santa Fe S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	9	69	-	-	-	75	-
Otras	25	24	50	-	-	27	19	48	22	-	18	6	40	21	-
	57	160	214	-	538	61	132	216	458	97	60	23	195	912	380
	894	305	860	71	538	558	165	510	458	97	461	28	423	912	380

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

La Sociedad efectúa operaciones de compra, de venta y financieras con sociedades relacionadas. Las principales operaciones de compra, de venta y financieras con estas sociedades por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, son las siguientes:

	2011				2010				2009			
	Ventas	Compras y servicios (recuperos de gastos), netos	Préstamos recibidos (pagados), netos	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos	Ventas	Compras y servicios	Préstamos recibidos (pagados), netos	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos	Ventas	Compras y servicios	Préstamos recibidos (pagados), netos	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos
<b>Sociedades controladas:</b>												
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	58	613	71	-	58	465	-	-	39	348	-	-
A - Evangelista S.A.	14	651	-	-	5	358	-	-	6	350	-	-
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo Ltda.	129	-	-	-	35	-	-	-	-	-	-	-
YPF Chile S.A. (2)	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maxus (U.S.) Exploration Company (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28
Maxus (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
YPF Servicios Petroleros S.A.	1	332	-	-	-	65	-	-	-	-	-	-
	213	1.596	71	-	98	888	-	-	45	699	-	28
<b>Sociedades bajo control conjunto:</b>												
Profertil S.A.	81	460	-	-	91	234	-	-	58	141	-	-
Mega	1.720	95	-	-	1.269	58	-	-	1.004	32	-	-
Refinor	447	160	-	-	426	150	-	-	402	167	-	-
	2.248	715	-	-	1.786	442	-	-	1.464	340	-	-
<b>Sociedades bajo influencia significativa:</b>												
	244	224	-	-	187	208	-	-	116	194	-	-
<b>Principales accionistas y otras sociedades relacionadas bajo su control:</b>												
Repsol YPF	7	(4)	-	(19)	31	14	-	(24)	-	35	-	(25)
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	-	5	-	-	2	-	-	-	-	4	-	-
Repsol Sinopec Brasil S.A.	-	-	-	-	53	-	-	-	96	-	-	-
Repsol YPF Gas S.A.	320	12	-	-	304	8	-	-	162	5	-	-
Repsol Netherlands Finance B.V.	-	-	(403)	(3)	-	-	(793)	(20)	-	-	-	(51)
Repsol YPF Venezuela S.A.	-	(7)	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-
Repsol YPF Ecuador S.A.	-	(3)	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-
Repsol Comercial S.A.C.	-	-	-	-	7	-	-	-	-	-	-	-
Repsol Exploración S.A.	-	(7)	-	-	12	-	-	-	-	-	-	-
Repsol YPF Bolivia S.A.	-	(24)	-	-	18	-	-	-	-	-	-	-
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera S.A.	-	-	538	(8)	-	-	-	-	-	-	-	-
Repsol Butano S.A.	-	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-	-
Nuevo Banco de Entre Ríos S.A.	-	-	(29)	(1)	-	-	(23)	-	-	-	27	-
Nuevo Banco de Santa Fe S.A.	-	-	(78)	(7)	1	-	3	(2)	-	-	30	(4)
Otras	224	138	(23)	(1)	182	47	2	(5)	152	33	8	(1)
	551	110	5	(39)	641	69	(811)	(51)	410	77	65	(81)
	3.256	2.645	76	(39)	2.712	1.607	(811)	(51)	2.035	1.310	65	(53)

(1) Sociedad controlada por YPF Holdings Inc. con un 100% de participación sobre el capital social.

(2) Sociedad controlada por Eleran Inversiones 2011 S.A.U. con un 100% de participación sobre el capital social.

## 8. BENEFICIOS SOCIALES Y OTROS BENEFICIOS PARA EL PERSONAL

### a) Programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño:

Estos programas alcanzan a ciertos empleados de la Sociedad y sus sociedades controladas. Se basan en el cumplimiento de objetivos de unidad de negocio y en el desempeño individual. Se determinan a partir de la remuneración anual de cada empleado, del cálculo de ciertos indicadores relacionados con el cumplimiento de los mencionados objetivos y de la evaluación de desempeño y se abonan en efectivo.

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación descriptos fue 152, 114 y 74 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

**b) Plan de retiro:**

A partir del 1 de marzo de 1995, la Sociedad ha establecido un plan de retiro de contribuciones definidas, que proveerá beneficios a cada empleado que decida adherirse al plan. Cada adherente deberá aportar un monto que variará entre el 2% y el 9% de su remuneración mensual y la Sociedad deberá aportar un monto equivalente al contribuido por cada adherente.

Los adherentes recibirán los fondos aportados por la Sociedad antes de su retiro, únicamente en caso de renuncia bajo ciertas circunstancias o despido injustificado y, adicionalmente, en caso de muerte o incapacidad. YPF puede discontinuar este plan en cualquier momento, sin incurrir en ningún costo relacionado a su terminación.

Los cargos totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden aproximadamente a 21, 25 y 15 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

**9. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS****a) Juicios pendientes y contingencias:**

YPF es parte en una cierta cantidad de procesos laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales, ambientales y administrativos que, ya sea en forma independiente o junto con otros procesos, y de resolverse en forma total o parcialmente adversa en su contra, podrían resultar en la imposición de costos materiales, sentencias, multas u otras pérdidas. Si bien se considera que se ha provisionado tales riesgos adecuadamente en base a los dictámenes y asesoramiento de nuestros asesores legales y de acuerdo con las normas contables aplicables, ciertas contingencias se encuentran sujetas a cambios a medida que se desarrolla nueva información y se obtienen los resultados de las evidencias que se presenten en las causas, entre otros. Es posible que las pérdidas resultantes de dichos riesgos, si los procedimientos se resuelven en forma adversa a YPF, ya sea en forma parcial o total, puedan exceder significativamente las provisiones que hemos establecido.

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad ha provisionado los juicios pendientes, reclamos y contingencias cuya pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente, los cuales ascienden a 2.209. Los juicios pendientes y contingencias más significativas provisionados se describen en los próximos párrafos.

- *Juicios pendientes:* En el curso normal de sus negocios, la Sociedad ha sido demandada en numerosos procesos judiciales en los fueros laboral, civil y comercial. La Gerencia de la Sociedad, en consulta con sus asesores legales externos, ha constituido una previsión considerando a tales fines la mejor estimación, sobre la base de la información disponible a la fecha de emisión de los presentes estados contables, incluyendo honorarios y costas judiciales.
- *Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino:* En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones de la sociedad predecesora al 31 de diciembre de 1990. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago establecido en ciertas decisiones judiciales. YPF posee el derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

- *Mercado de gas natural:* A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes “útiles” sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado. Dicho programa fue implementado, inicialmente, mediante la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles, subsecuentemente reemplazado por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el “Programa”) aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaria de Energía. Adicionalmente, la Resolución SE N° 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal resolución deben adquirir el gas natural directamente de los productores) podrán también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución. Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino, requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino (“Requerimientos de Inyección Adicional”). Dichos volúmenes adicionales, no se encuentran contratados por YPF y la fuerzan a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada. Los mecanismos establecidos por las Resoluciones N° 659/2004 y 752/2005 han sido adaptados por la Resolución SE N° 599/2007 modificando las condiciones de imposición de los requerimientos, según sean impuestas a productores firmantes o no firmantes de la propuesta de acuerdo entre la Secretaría de Energía y Productores homologada mediante dicha resolución. Asimismo, mediante la Resolución N° 1410/2010 del Ente Nacional Regulador del Gas “ENARGAS” se aprobó un “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, imponiéndose de esta forma nuevas y más severas restricciones con relación de la disponibilidad del gas por parte de los productores. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado limitaciones a las exportaciones de gas natural (conjuntamente con el Programa y con la Inyección Adicional Permanente, denominadas las “Restricciones”). Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta Resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

Como consecuencia de las Restricciones, en reiteradas ocasiones, desde el año 2004 la Sociedad se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación, con los cuales tiene asumidos compromisos firmes para la entrega de volúmenes de gas natural.

La Sociedad ha impugnado el Programa, la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional por arbitrarios e ilegítimos, y ha alegado frente a los respectivos clientes que las Restricciones constituyen un evento de caso fortuito o fuerza mayor (hecho del príncipe) que liberan a la Sociedad de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados. Los mencionados clientes han rechazado el argumento de fuerza mayor esgrimido por la Sociedad, reclamando algunos de ellos el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuros reclamos por tal concepto (en adelante los “Reclamos”).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190



Entre ellos, AES Uruguaiana Empreendimientos S.A. ("AESU") el 25 de junio de 2008 procedió a liquidar la suma de US\$ 28,1 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 16 de septiembre del 2007 hasta el 25 de junio del 2008, habiendo liquidado luego la suma de US\$ 2,7 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 18 de enero de 2006 hasta el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas liquidaciones. Por nota de fecha 15 de septiembre de 2008, AESU notificó a YPF que suspendía el cumplimiento de sus obligaciones alegando morosidad e incumplimientos por parte de YPF, lo cual fue rechazado integralmente por la Sociedad. Con fecha 4 de diciembre de 2008, YPF notificó que, levantada la fuerza mayor imperante, de acuerdo con los términos del contrato vigente, procedería a suspender su obligación de entrega de gas natural ante los reiterados incumplimientos de AESU, lo cual fue asimismo rechazado. Con fecha 30 de diciembre de 2008, AESU rechazó el derecho de YPF de suspender las entregas de gas natural, y el 20 de marzo de 2009, notificó a YPF la resolución del contrato. Con posterioridad, inició un arbitraje por el que reclama, entre otros conceptos que la Sociedad considera improcedentes, el pago de los montos por penalidades por no entrega de gas natural antes mencionados. YPF ha iniciado -asimismo- un arbitraje contra AESU solicitando, entre otras cuestiones, que se declare que la terminación del contrato fue unilateral e ilegalmente efectuada por AESU y bajo su responsabilidad. Ambas demandas de arbitraje han sido contestadas por las partes, solicitando en todos los casos el rechazo de las pretensiones. Con fecha 6 de abril de 2011 el Tribunal Arbitral del Arbitraje "YPF c/ AESU" hizo lugar al planteo jurisdiccional de YPF y dispuso consolidar todos los arbitrajes ("AESU c/ YPF", "TGM c/ YPF" e "YPF c/ AESU") en el arbitraje "YPF c/ AESU", por lo que AESU y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. ("TGM") desistieron de sus respectivos arbitrajes y todas las cuestiones planteadas en los tres arbitrajes quedaron a resolver en el arbitraje "YPF c/ AESU". Durante el mes de diciembre de 2011 se llevaron a cabo las audiencias de prueba. El 13 de enero de 2012 las partes presentaron los alegatos correspondientes, cerrando la etapa de prueba antes mencionada.

Asimismo, existen ciertos reclamos con relación a pagos vinculados a contratos de transporte de gas natural asociados a exportaciones de dicho hidrocarburo. En este orden, una de las partes involucradas, Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN"), inició un proceso de mediación a fin de determinar la procedencia de los mismos. Habiendo finalizado el mencionado procedimiento de mediación sin que se llegara a un acuerdo, YPF fue notificada del inicio de una demanda en su contra en virtud de la cual TGN reclama el cumplimiento del contrato y la cancelación de facturas impagas, según su entendimiento, al tiempo que se reserva la potestad de reclamar daños y perjuicios, los cuales fueron reclamados por nota dirigida a la Sociedad durante el mes de noviembre de 2011. El monto total reclamado a la fecha por TGN asciende a aproximadamente US\$ 207 millones. YPF ha procedido a responder los reclamos mencionados, rechazando los mismos fundándose en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte y la rescisión del contrato de transporte dispuesta por YPF y notificada mediante demanda iniciada ante el ENARGAS. Adicionalmente, la demandante notificó a YPF la rescisión del contrato de transporte invocando en ello la culpa de YPF como consecuencia de la supuesta falta de pago de las facturas del servicio de transporte, haciendo reserva de reclamar daños y perjuicios. Durante el mes de septiembre de 2011, se recibió cédula notificando a YPF de la resolución de la Cámara de Apelaciones rechazando el planteo de incompetencia formulado por YPF al contestar la demanda, declarando incompetente al ENARGAS y competente al fuero Civil y Comercial Federal con relación al reclamo por cobro de facturas impagas mencionado precedentemente. Adicionalmente, Nación Fideicomisos S.A., había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de ciertos cargos de transporte. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, Nación Fideicomisos S.A. procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 por dichos cargos. Se contestó la demanda con fecha 8 de febrero de 2012, planteando la conexidad con el juicio "TGN c/ YPF", la incompetencia del ENARGAS para entender en este planteo y rechazando el reclamo fundado en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte. De acuerdo a la estimación de la Gerencia de YPF, los reclamos mencionados no tendrán un efecto adverso significativo sobre los resultados futuros.

En relación con lo mencionado en el párrafo precedente, el 8 de abril de 2009 YPF promovió una demanda contra TGN ante el ENARGAS con el objeto de solicitar la terminación del contrato de transporte de gas natural suscripto con dicha compañía para el transporte de gas natural asociado a entregas bajo el contrato de exportación de gas natural firmado por AESU y otras partes. La terminación del contrato con dicha compañía se fundamenta en: (a) la imposibilidad de YPF de usar y de TGN de prestar el servicio de transporte contratado, por la conjunción de (i) la rescisión del contrato de gas con Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul ("Sulgás")/AESU y (ii) la imposibilidad legal de ceder a terceros dicho contrato en virtud de las normas vigentes, (b) la imposibilidad legal de TGN de proveer el servicio de transporte firme en los términos contratados, en razón de ciertos cambios en la legislación vigente desde el año 2004, y c) en la teoría de la imprevisión bajo los términos de la legislación argentina en razón de la existencia de hechos extraordinarios que generan una excesiva onerosidad.

Los costos por penalidades contractuales derivadas de la falta de entrega de gas natural al 31 de diciembre de 2011, tanto en el mercado local como de exportación, han sido previsionados en la medida que sean probables y puedan ser razonablemente estimados.

– *Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes:*

*La Plata:* En relación a la operación de la refinería que la Sociedad posee en La Plata, existen ciertos reclamos de compensación de daños y perjuicios originados en la supuesta contaminación ambiental producida por la operación de la refinería y la remediación ambiental de los canales adyacentes a dicha refinería. Durante 2006, la Sociedad efectuó una presentación ante la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires mediante la cual propicia efectuar un estudio de caracterización de los riesgos asociados a la contaminación mencionada. Tal como se ha mencionado anteriormente, YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley Nº 24.145 y Decreto Nº 546/1993. Asimismo, existen ciertos reclamos que podrían determinar la realización de inversiones adicionales vinculadas a la operación de la Refinería La Plata.

Con fecha 25 de enero de 2011, YPF ha suscripto un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible ("OPDS") de la Provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado mediante la Resolución N°88/10 del Director Ejecutivo del OPDS. En virtud del convenio, las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata, que tendrá una duración de ocho años, y que implica acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que, en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado, con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

establecida en el artículo 9 de la Ley N° 24.145 de Privatización de YPF. YPF ha provisionado el costo estimado de los estudios de caracterización y análisis de riesgo mencionados. El costo de las acciones correctivas necesarias, de existir, es provisionado en la medida que la pérdida sea probable y pueda ser estimada razonablemente.

*Quilmes:* Los actores, quienes sostienen ser vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio en el que reclaman la indemnización de daños personales supuestamente ocasionados por 47 más intereses y la remediación ambiental. Hacen su reclamo basados principalmente en una pérdida de combustible en el poliducto La Plata-Dock Sud, que actualmente opera YPF, ocurrido en el año 1988, siendo en dicho momento YPF una sociedad del Estado Nacional, en razón de un hecho ilícito entonces detectado. El combustible habría aflorado y se hizo perceptible en noviembre de 2002, lo que ha motivado desde ese entonces la realización por parte de YPF de tareas de remediación en la zona afectada, bajo la supervisión de la autoridad ambiental de la Provincia de Buenos Aires. El gobierno argentino negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo que se lo ha demandado para obtener una decisión judicial declarando la nulidad de dicha decisión, la cual aún está pendiente de resolución. El 25 de noviembre de 2009 se remitieron las actuaciones al Juzgado Federal en lo Civil y Comercial N° 3, Secretaría N° 6, con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires para su radicación en ese juzgado, y el 4 de marzo de 2010 se contestó la demanda en este asunto, a la vez que se solicitó la citación del Estado Nacional. Adicionalmente, se han iniciado otros 35 reclamos judiciales en contra de YPF basados en argumentos similares, los cuales representan aproximadamente 19. Asimismo, se han iniciado reclamos no judiciales contra la Sociedad basados en argumentos similares.

– *Reclamos Fiscales:*

La Sociedad ha recibido diversos reclamos por parte de la AFIP y los fiscos provinciales y municipales, que individualmente no son significativos, y para los cuales se ha constituido la previsión correspondiente, sobre la base de la mejor estimación de acuerdo con la información disponible a la fecha de emisión de los presentes estados contables.

Asimismo, la Sociedad posee las siguientes contingencias y reclamos, individualmente significativos, que en opinión de la Gerencia de la Sociedad y de sus asesores legales, poseen perspectiva posible. En este orden, y sobre la base de la información disponible para la Sociedad, incluyendo entre otros el tiempo estimado que resta hasta la finalización de los litigios, los resultados de las evidencias que se presenten en las causas, y la evaluación de los asesores internos y externos, la Sociedad no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible respecto a ciertas cuestiones descriptas a continuación:

- *Asociación Superficiales de la Patagonia (“ASSUPA”):* En agosto de 2003, ASSUPA demandó a dieciocho empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, a recomponer el daño ambiental colectivo supuestamente producido a partir de la actividad hidrocarburífera, en subsidio para que se constituya el fondo de restauración ambiental y se adopten las medidas que permitan evitar la producción de daños ambientales en el futuro. La actora pidió también la citación al Estado Nacional, al Consejo Federal del Medio Ambiente (“COFEMA”), a las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Mendoza y al Defensor del Pueblo de la Nación y solicitó como medida cautelar que las demandadas se abstuvieran de realizar actividades que afecten el medio ambiente. La citación del Defensor del

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

Pueblo y la medida cautelar solicitada fueron rechazadas por la CSJN. YPF ha contestado la demanda solicitando su rechazo, oponiendo excepción de defecto legal y requiriendo la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y el Decreto N° 546/1993. La CSJN hizo lugar a la excepción de defecto legal y otorgó a los actores un plazo para subsanar los vicios de la demanda. Con fecha 26 de agosto de 2008, la CSJN resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas y el 23 de febrero de 2009 emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al COFEMA para que se presenten en la causa. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presente la totalidad de los terceros citados. A la fecha se presentaron la Provincia de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han opuesto excepción de incompetencia, la cual ha sido contestada por la actora, encontrándose actualmente pendiente de resolución. Con fecha 13 de diciembre de 2011 la Corte Suprema dispuso la suspensión de los plazos procesales por 60 días y ordenó a YPF y a la actora presentar un cronograma de las reuniones que se llevarán a cabo durante dicha suspensión, autorizando la participación de las demás partes y terceros.

- *Reclamos Ambientales en Dock Sud*: Vecinos de la localidad de Dock Sud, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio que se encuentra radicado ante la CSJN, en el que reclaman a cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, al Estado Nacional, a la Provincia de Buenos Aires, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a catorce municipios, la remediación y, en subsidio, la indemnización del daño ambiental colectivo de los ríos Matanza y Riachuelo. Asimismo, también vecinos de Dock Sud, han iniciado otros dos juicios ambientales, uno de ellos desistido en relación a YPF, reclamando a varias empresas radicadas en dicha localidad, entre ellas YPF, a la Provincia de Buenos Aires y a varios municipios, la remediación y en subsidio la indemnización del daño ambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. Con respecto a los reclamos mencionados, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y el Decreto N° 546/1993.

Mediante sentencia del 8 de julio del 2008 la CSJN:

- (i) Dispuso que está a cargo de la Autoridad de Cuenca (Ley N° 26.168) (“ACUMAR”) el cumplimiento del programa de remediación ambiental de la cuenca, siendo responsable de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; delegó en el Juzgado Federal de Primera Instancia de Quilmes el conocimiento de todas las cuestiones concernientes a la ejecución de la remediación y saneamiento; declaró que todos los litigios relativos a la ejecución del plan de remediación se acumularán y tramitarán ante dicho juzgado y que dicho proceso produce litispendencia en relación a las demás acciones colectivas que tengan por objeto la remediación ambiental de la cuenca, las que por lo tanto deberían ser archivadas. En este orden, la Sociedad ha sido notificada de ciertas resoluciones emitidas por ACUMAR, por las que se requiere presentar un Plan de Reconversión Industrial con relación a ciertas instalaciones de YPF, los que han sido presentados a la fecha de estos estados contables, no obstante haberse recurrido las resoluciones mencionadas;
- (ii) Decidió que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado por la reparación del daño ambiental, continuará ante la CSJN.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

- *Otros reclamos ambientales en La Plata:* El 6 de junio de 2007, YPF fue notificada de una demanda interpuesta en la que 9 vecinos de la Refinería La Plata demandan: i) el cese de la contaminación y molestias que sostienen provienen de la mencionada refinería; y ii) la remediación de los canales adyacentes, Río Santiago y Río de La Plata (suelo, agua y acuíferos, incluidos los de la refinería) o, de ser imposible la remediación, la indemnización de los daños y perjuicios, tanto de naturaleza colectiva como individual. La actora ha cuantificado su reclamo en 52 o en el monto que resulte de la prueba a producirse en el expediente. YPF considera que los problemas ambientales que se exponen en la demanda tendrían su causa, en gran medida, en hechos anteriores a su privatización y por lo tanto se encontrarían en esa medida cubiertos con las indemnidades otorgadas por el Estado Nacional a YPF en virtud de la ley de privatización, habiendo el Juzgado hecho lugar a la citación a juicio del Estado Nacional. No obstante ello, no se descarta la posibilidad de que YPF deba hacer frente a esos pasivos, debiendo en tal caso requerir el reembolso al Estado Nacional de los pasivos existentes al 31 de diciembre de 1990. A su vez, este reclamo se superpone parcialmente con el realizado por un grupo de vecinos de Refinería La Plata el 29 de junio de 1999, mencionado precedentemente en el primer párrafo del acápite "Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes". Consecuentemente, YPF considera que los casos necesitarán ser parcialmente unificados para evitar la superposición. En relación con los reclamos que no se unifiquen, se está recolectando información y documentación para responderlos, y por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieren resultar. La contaminación que pudiera existir puede provenir de innumerables fuentes y de vuelcos y disposición de residuos realizados durante varios años por varias industrias y navíos.

Adicionalmente, YPF ha tomado conocimiento de una acción que todavía no ha sido notificada formalmente en la cual el actor reclama la remediación del canal adyacente a la Refinería La Plata, el Río Santiago y otro sector cercano a la costa y, si tal remediación no fuera posible, una indemnización de 500 o la suma a determinar según la evidencia de los daños causados. El reclamo se superpone parcialmente con la demanda realizada por un grupo de vecinos de Refinería La Plata el 29 de junio de 1999, mencionada precedentemente en el primer párrafo del acápite "Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes", y con la demanda del 6 de junio de 2007 mencionada en el párrafo anterior. Consecuentemente, YPF considera que si fuera notificada en esta causa o en cualquier otra vinculada al mismo reclamo, las mismas deberían ser unificadas en la medida que los reclamos se superpongan.

Con respecto a los reclamos que no se unifiquen, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. A su vez, YPF considera que la mayoría de los daños alegados por la parte actora, de ser procedentes, podrían ser atribuidos a eventos ocurridos con anterioridad a la privatización de YPF y por lo tanto corresponderle la responsabilidad al Gobierno Argentino de acuerdo con la ley de privatización que concierne a YPF.

Cabe agregar que, en relación con los reclamos referidos a los canales adyacentes a la Refinería La Plata, YPF ha suscrito un acuerdo con el OPDS. Véase "*Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes*".

- *Otros Reclamos Ambientales en Quilmes:* la Sociedad ha sido notificada recientemente de una demanda ambiental realizada por vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, en el que reclaman aproximadamente 209 en concepto de daños y perjuicios. Teniendo en cuenta la etapa en la cual se encuentra el proceso, los resultados de las evidencias que surgen de la demanda, y la evaluación preliminar de los asesores internos y externos, la Sociedad no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible vinculado al reclamo antes descripto.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

- *Concesiones hidrocarburíferas - Reclamos provinciales:* La Sociedad ha sido notificada de la Resolución N° 433/2008 emitida por la Dirección de Hidrocarburos, Ministerio de Producción de la Provincia de Río Negro con referencia a la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones del concesionario de explotación de las áreas hidrocarburíferas Barranca de los Loros, Bajo del Piche, El Medanito y Los Caldenes, todas ellas ubicadas en la Provincia de Río Negro. En dicha resolución se sostiene que corresponde imputar a YPF, entre otras, el incumplimiento de ciertas obligaciones en su carácter de concesionario de explotación y afectaciones al medio ambiente.

Teniendo en cuenta lo mencionado en el párrafo precedente y las disposiciones de la Ley N° 17.319 (Ley de Hidrocarburos), se intimó a YPF a presentar su descargo a riesgo de término de las concesiones antes enunciadas. No obstante, la citada Ley otorga al concesionario y/o permisionario el derecho, previo al término de la concesión, de corregir un incumplimiento contractual dentro de cierto período de tiempo después de la recepción de la notificación del mismo. En este orden, con fecha 29 de mayo de 2008, YPF presentó una impugnación contra la Resolución N° 433/2008, ya que la misma no otorga a YPF el derecho mencionado precedentemente. Adicionalmente, con fecha 13 de junio de 2008, YPF presentó el correspondiente descargo, negando las imputaciones efectuadas y el 12 de noviembre de 2008 el Ministerio de la Producción ordenó la iniciación del período de producción de prueba. Con fecha 28 de noviembre de 2008, YPF solicitó la presentación de cierta evidencia y la designación de un consultor técnico. YPF ha cuestionado ciertos aspectos relacionados con la producción de la prueba. Con fecha 12 de mayo de 2009, YPF fue notificada del dictado de la Resolución N° 31/09 mediante la cual se dispuso una prórroga en el período de prueba. Con fecha 1 de diciembre de 2009, la Sociedad ha presentado la prueba informativa oportunamente solicitada, señalando que se encuentran pendientes de resolución los planteos efectuados relacionados con la producción de la prueba. Con fecha 16 de septiembre de 2010, YPF realizó una presentación informando, por un lado, las inversiones realizadas en las cuatro áreas para el período 2007/2010 y, por otro lado, los avances ejecutados en materia ambiental. Sobre la base de lo informado, se solicitó se dejen sin efecto las imputaciones y se disponga el archivo de las actuaciones. Posteriormente, YPF realizó una nueva presentación en la que se actualizó la información de inversiones realizadas durante 2010, se informó la inversión prevista para el año 2011 en desarrollo y para el período 2011-2016 en actividad exploratoria, se solicitó se resolviera el pedido efectuado para que la Secretaría de Hidrocarburos se abstuviera de seguir interviniendo en todas las cuestiones ambientales que estaban siendo objeto de investigación por parte de la autoridad ambiental provincial (CODEMA) y se reiteró el pedido de levantamiento de imputaciones y archivo del expediente. Tanto el valor de los activos netos como el volumen de las reservas probadas de las áreas mencionadas no es significativo.

- *Reclamos relacionados al mercado de gas:*

Adicionalmente a lo mencionado en el apartado "*Mercado de gas natural*" en esta misma nota y en relación a la existencia de clientes con compromisos firmes para entrega de volúmenes de gas natural a los cuales, como consecuencia de las Restricciones, la Sociedad se ha visto forzada a suspender, parcial o totalmente, las entregas correspondientes, habiendo alegado frente a los mismos la existencia de un evento de caso fortuito o fuerza mayor, constituyendo en algunos casos, y dada la estimación de la Dirección, contingencias posibles, la Sociedad es también parte en los siguientes litigios vinculados al mercado de gas:

- *Arbitraje iniciado por TGM:* YPF fue notificada del arbitraje promovido por TGM ante la Cámara de Comercio Internacional ("CCI") reclamando el pago de la suma de aproximadamente US\$ 10 millones más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, relacionada con el pago de facturas del contrato de transporte de gas natural suscripto en septiembre de 1998 entre YPF y TGM, vinculado al contrato de exportación de gas natural con AESU antes mencionado. El 8 de abril de 2009, YPF solicitó el rechazo de la demanda y reconvino solicitando la terminación del contrato

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

de transporte de gas natural con fundamento en la finalización por parte de AESU y Sulgás del contrato de exportación de gas natural. A su vez, la Sociedad había promovido ante la CCI un arbitraje contra TGM, entre otros. Se recibió la contestación de TGM, quien solicitó el íntegro rechazo de las pretensiones de YPF y dedujo demanda reconvenzional contra la Sociedad con el fin de que el Tribunal Arbitral condene a YPF a indemnizar a TGM la totalidad de los daños y perjuicios, presentes o futuros, sufridos por TGM a causa de la extinción del Contrato de Transporte Firme y del Acta Acuerdo de fecha 2 de octubre de 1998 por medio de la cual YPF se había comprometido a abonar a TGM contribuciones irrevocables no capitalizables como contraprestación por la ampliación del gasoducto Proyecto Uruguayana; y se condene a AESU/Sulgás - para el caso en que se declare la rescisión del Contrato de Gas por incumplimiento de AESU o Sulgás - a indemnizar en forma solidaria todos los daños y perjuicios que dicha rescisión ocasione a TGM. Adicionalmente, con fecha 10 de julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a US\$ 17 millones y reclamó lucro cesante por US\$ 366 millones, los cuales son considerados improcedentes respecto de YPF, por lo que se contestó esta ampliación de demanda rechazando los argumentos vertidos por TGM. El Tribunal Arbitral ha quedado constituido y las partes acordaron los términos del Acta de Misión en coordinación con el Tribunal. El 10 de junio de 2010, YPF presentó ante el Tribunal Arbitral el memorial sobre las cuestiones procesales previas y solicitó a éste que declare su incompetencia para resolver el presente asunto. Con fecha 14 de febrero de 2011, YPF fue notificada de la resolución del Tribunal Arbitral que dispone la suspensión del arbitraje hasta que se resuelva el arbitraje iniciado por YPF, haciendo lugar de esta manera a los argumentos de la Sociedad. Con fecha 6 de Abril de 2011 el Tribunal Arbitral del Arbitraje "YPF c/ AESU" hizo lugar al planteo jurisdiccional de YPF y dispuso consolidar todos los arbitrajes ("AESU c/ YPF", "TGM c/ YPF" e "YPF c/ AESU") en el arbitraje "YPF c/AESU", por lo que AESU y TGM desistieron de sus respectivos arbitrajes y todas las cuestiones planteadas en los tres arbitrajes quedaron a resolver en el arbitraje "YPF c/ AESU". Durante el mes de diciembre 2011 se llevaron a cabo las audiencias de prueba. El 13 de enero de 2012 las partes presentaron los alegatos correspondientes posteriores a las audiencias, cerrando la etapa de producción de prueba.

- *Comisión Nacional de Defensa de la Competencia ("CNDC")*: El 17 de noviembre de 2003, la CNDC decidió, en el marco de una investigación iniciada de oficio en los términos del Art. 29 de la Ley de Defensa de la Competencia ("LDC"), solicitar explicaciones a un grupo de aproximadamente 30 empresas productoras de gas natural entre las que se halla YPF, respecto a los siguientes ítems: (i) inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que restringen la competencia; y (ii) observaciones sobre las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y expirado contrato suscripto entre la YPF estatal e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del costo de adquisición, y (b) los frustrados intentos de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por las empresas comercializadoras Duke y Distribuidora de Gas del Centro. El 12 de enero de 2004, YPF presentó las explicaciones conforme el artículo 29 de la LDC, fundamentando la ausencia de violación de normas de defensa de la competencia y la ausencia de discriminación de precios, entre las ventas de gas natural en el mercado interno y las ventas de exportación. Con fecha 20 de enero de 2006, YPF recibió la cédula de notificación de la resolución de fecha 2 de diciembre de 2005 por la cual la CNDC (i) rechazaba el planteo de "non bis in idem" efectuado por YPF, sosteniéndose que el ENARGAS carecía de facultades para resolver la cuestión al momento del dictado de la Resolución ENARGAS N° 1.289; y (ii) ordenaba la apertura del sumario en las actuaciones mencionadas conforme lo previsto en el artículo 30 de la LDC. El 15 de enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros ocho productores por violaciones a la LDC. YPF presentó su descargo planteando que no ha existido tal incumplimiento de la ley, reiterando y ampliando su denuncia de prescripción de la acción y ha

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

presentado prueba de su posición. Con fecha 22 de junio de 2007, y sin reconocer la comisión de ninguna conducta contraria a la LDC, YPF presentó ante la CNDC un compromiso en los términos del artículo 36 de la LDC, solicitando a la CNDC la aprobación del compromiso presentado y la suspensión de la investigación y, oportunamente, el archivo de las actuaciones. Con fecha 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo a su planteo de prescripción.

Asimismo, con fecha 11 de enero de 2012, la Secretaría de Transporte de la Nación formuló ante la CNDC una denuncia contra cinco compañías petroleras entre las que se halla YPF, por presunto abuso de posición dominante respecto a las ventas de gasoil a granel a compañías de transporte público de pasajeros. La conducta denunciada consiste en la venta de gasoil a granel a compañías de transporte público automotor de pasajeros a precios superiores que el cobrado en las estaciones de servicio. Conforme lo establecido por el artículo 29 de la Ley 25.156 de Defensa de la Competencia, YPF ha presentado las explicaciones correspondientes ante la CNDC, cuestionando ciertos aspectos formales de la denuncia, y argumentando que YPF ajustó su conducta en todo momento a la normativa vigente y que la misma no configuró discriminación ni abuso en la determinación de sus precios.

Adicionalmente, la Sociedad es sujeto de otros reclamos vinculados a supuestas discriminaciones de precios en la venta de combustibles, que han sido radicados ante la CNDC, y que en opinión de la Gerencia de la Sociedad y de sus asesores legales, poseen perspectiva posible.

- *Reclamo de la Unión de Usuarios y Consumidores:* La actora reclama originalmente a Repsol YPF (habiéndose luego ampliado la demanda a YPF) el reintegro de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993-2001. El juicio es de monto indeterminado, pero se reclama por el período 1993-1997 la suma de 91 (el monto actualizado asciende a 365 aproximadamente), siendo indeterminado por el período 1997 a 2001. YPF opuso la defensa de prescripción (así como también otras defensas), sosteniendo que a la fecha del pedido de ampliación de la demanda, la acción se encontraba íntegramente prescripta por el transcurso del plazo de dos años. No obstante, el 6 de agosto de 2009 se abrió la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma.
- *Reclamo de Mega:* La Sociedad ha recibido reclamos por parte de Mega, sociedad en la cual YPF posee una participación de 38% en su capital, por cortes de suministro de gas natural bajo el respectivo contrato de compraventa de gas natural. YPF manifestó que las entregas a Mega de volúmenes de gas natural bajo el contrato se vieron afectadas por la interferencia del Estado Nacional. Asimismo, YPF no tendría responsabilidad alguna por tales deficiencias basándose en la institución de la fuerza mayor. No obstante lo antes mencionado, recientemente MEGA reclamó a YPF mediante nota por la falta de entrega de volumen por los períodos 2009, 2010 y 2011 por la suma total de US\$ 94 millones. Si bien la Sociedad cuenta con materiales argumentos de defensa, tal como se menciona precedentemente, se considera posible que los reclamos antes mencionados tengan un efecto en la situación patrimonial de la Sociedad.

Asimismo, existen otras causas laborales, civiles y comerciales en las que la Sociedad es demandada y diversos reclamos por parte de la AFIP y los fiscos provinciales y municipales, individualmente no significativas, para las cuales no se ha constituido previsión debido a que la Gerencia de la Sociedad, en base a los elementos de juicio disponibles a la fecha de emisión de los presentes estados contables, ha considerado que constituyen contingencias posibles.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190



**b) Pasivos ambientales:**

Debido a su operatoria, YPF está sujeta a diversas leyes y regulaciones provinciales y nacionales de protección del medio ambiente. Dichas leyes y regulaciones podrían, entre otras cosas, imponer sanciones por el costo de limpieza de la contaminación y daños al medio ambiente resultantes de la mencionada operatoria. La Gerencia de YPF considera que las operaciones de la Sociedad se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes en Argentina, tal como han sido históricamente interpretadas y aplicadas.

No obstante, periódicamente se realizan estudios a fin de profundizar el conocimiento de la situación ambiental de determinadas zonas geográficas en las que la Sociedad tiene actividades, a fin de establecer su estado, causas y remediaciones necesarias, así como en su caso, en función de la antigüedad del problema, las responsabilidades del Estado Nacional en virtud de la obligación de mantener indemne a YPF por los pasivos que pudieran existir al 31 de diciembre de 1990. Hasta tanto no se terminen y evalúen tales estudios, la Sociedad no se encuentra en condiciones de estimar qué costos adicionales, si los hubiere, sería necesario incurrir. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación provisorias, sean requeridos.

En adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, que al 31 de diciembre de 2011 ascienden a 6.540, se han provisionado 524 correspondientes a las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual de la Sociedad. Cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una reevaluación de esas estimaciones. La Sociedad no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

Adicionalmente, ciertas contingencias ambientales en Estados Unidos de América fueron asumidas por parte de TS y Maxus, sociedades controladas indirectamente a través de YPF Holdings Inc. (Nota 3 a los estados contables consolidados).

**c) Compromisos contractuales y requerimientos regulatorios:**

- *Compromisos contractuales:* La Sociedad ha firmado contratos mediante los que se comprometió a comprar ciertos bienes y servicios, y a vender gas natural, gas licuado de petróleo y otros productos. Algunos de los mencionados contratos incluyen cláusulas de penalidad que estipulan resarcimientos ante un incumplimiento de la obligación de recibir, entregar o transportar el bien objeto del contrato.

En particular, la Sociedad ha renegociado ciertos contratos de exportación de gas natural y ha acordado compensaciones limitadas en caso de interrupciones y/o suspensiones de las entregas por cualquier causa, excepto fuerza mayor física. Las pérdidas anticipadas estimadas por contratos en curso, de existir, considerando las compensaciones antes mencionadas, son imputadas al resultado del ejercicio en que se identifican.

- *Requerimientos regulatorios de gas natural:* En adición a las regulaciones que afectan al mercado de gas natural mencionadas en el acápite “*Mercado de gas natural*” (Nota 9.a), con fecha 14 de junio de 2007, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 599/2007 (la “Resolución”) que homologó el acuerdo con productores de gas natural para el suministro de gas natural al mercado interno desde el año 2007 hasta el año 2011 (el “Acuerdo 2007-2011”). El objeto del Acuerdo 2007-2011 es garantizar el normal abastecimiento del mercado interno de gas natural durante el período comprendido entre 2007 y 2011, tomando en consideración los consumos del año 2006 y el crecimiento del consumo de

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

usuarios residenciales y pequeños clientes comerciales (“la Demanda Prioritaria”). De acuerdo a la Resolución, los Productores firmantes del Acuerdo 2007-2011 se comprometen a abastecer parte de la Demanda Prioritaria en base a ciertos porcentajes determinados por cada productor en función de su participación en la producción durante el período de 36 meses anteriores a abril de 2004. En caso de faltantes para el abastecimiento de la Demanda Prioritaria, los volúmenes destinados a exportación de aquellos productores que no hayan suscripto el acuerdo serán los primeros redireccionados para completar el faltante mencionado. El Acuerdo 2007-2011, también establece el plazo de contractualización, y demás pautas, procedimientos y precios para los consumos de la Demanda Prioritaria. Considerando que la Resolución prevé la continuidad de las herramientas regulatorias de afectación de exportaciones, YPF recurrió la misma y aclaró expresamente que la firma del Acuerdo 2007-2011 no significaba el reconocimiento de la validez de dicha normativa. Con fecha 22 de junio de 2007, la Dirección Nacional de Hidrocarburos informó la obtención de un nivel de suscripción suficiente del Acuerdo 2007-2011. Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

Adicionalmente, con fecha 4 de octubre de 2010, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS mediante la cual se aprueba un “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, estableciendo en consecuencia nuevas y más severas restricciones a la disponibilidad de gas por parte de los productores, y según se menciona a continuación. En virtud de este procedimiento las Distribuidoras quedan habilitadas a nominar todo el gas necesario para atender la Demanda Prioritaria, aún cuando se trate de volúmenes que excedan los que la Secretaría de Energía les hubiese asignado en virtud del Acuerdo homologado por la Resolución SE N° 599/07. Los Productores están obligados a confirmar todo el gas natural requerido por las Distribuidoras para abastecer la Demanda Prioritaria. Las participaciones de los productores en tales volúmenes están en línea con las participaciones determinadas según el Acuerdo 2007-2011. No existe entonces una previsibilidad de la demanda estimada del mercado argentino que deberá ser satisfecha por los productores, con independencia de ser un productor “firmante o no firmante” del Acuerdo 2007-2011 homologado por la Resolución SE N° 599/07. Abastecida la Demanda Prioritaria, se deben confirmar los volúmenes solicitados por el resto de los segmentos, quedando en el último orden de prioridades las exportaciones. En caso que las programaciones no arrojen un resultado sustentable, con respecto al objetivo de mantener en equilibrio y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, se llevará a cabo la reprogramación y los redireccionamientos que resulten necesarios. En caso que las confirmaciones del productor sean por un volumen menor al solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones redireccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la Demanda Prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detráido de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas. Así, este procedimiento impone una obligación “solidaria” de suministro a todos los productores en caso de una inyección deficiente de un productor. La Sociedad ha recurrido la validez de la Resolución N° 1410/2010.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

Con fecha 8 de noviembre de 2011 el ENARGAS dictó la Resolución N° 1982, complementaria del Decreto N° 2067 del 27 de noviembre de 2008 el cual había creado el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. La resolución mencionada ajusta los importes del Cargo establecido por el Decreto 2067/08 como así también amplía los sujetos alcanzados, incluyendo los servicios residenciales, procesamiento de gas y centrales de generación eléctrica, entre otros, lo cual ha impactado en las operaciones de la Sociedad y muy significativamente en algunas de nuestras sociedades bajo control conjunto, todas las cuales han interpuesto recursos contra la mencionada resolución. En particular, la aplicación del cargo tarifario mencionado produce un impacto tan significativo en las operaciones de Mega, que de no resolverse judicialmente la situación a favor de la mencionada sociedad, Mega podría tener en el futuro serias dificultades para continuar con su actividad. Los presentes estados contables no contemplan todos los ajustes relativos a la recuperabilidad de los activos de Mega que podrían generarse en el supuesto que la misma cesara su actividad. La presente medida es de aplicación para los consumos que se efectúen a partir del 1° de diciembre de 2011. Con fecha 24 de noviembre de 2011 se dictó la Resolución ENARGAS N°1991 ampliando los sujetos alcanzados por el car go mencionado.

- *Requerimientos regulatorios de hidrocarburos líquidos:* La Resolución SE N° 1.679/04 reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto del Poder Ejecutivo N° 645/02, y ordenó a los productores, comercializadores, compañías refinadoras y cualquier otro agente del mercado que estuviere interesado en exportar gasoil o petróleo crudo a que registren esa operación y prueben que la demanda interna se encuentra satisfecha y que han ofrecido al mercado local el producto a ser exportado. Asimismo, la Resolución SE N° 1.338/06 incorporó otros productos hidrocarburíferos al régimen de registro creado por el Decreto N° 645/02, incluyendo nafta, fuel oil y sus mezclas, diesel oil, aerokerosene o jet fuel, asfaltos, ciertos petroquímicos, ciertos lubricantes, coque y derivados para uso petroquímico. La Resolución N° 715/2007 de la Secretaría de Energía facultó al Director Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que serán importadas por cada compañía, en períodos determinados del año, para compensar las exportaciones de productos incluidos bajo el Régimen de la Resolución N° 1.679/04; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario para obtener autorización para exportar los productos incluidos bajo el Decreto N° 645/02. A su vez, se han dictado ciertas disposiciones regulatorias que obligan al abastecimiento del mercado interno de hidrocarburos, al cual se encuentran subordinadas las exportaciones de los mismos. Una de estas disposiciones corresponde a la Resolución N° 25/2006, emitida con fecha 11 de octubre de 2006 por la Secretaría de Comercio Interior, mediante la cual se requiere a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gas oil en todo el territorio de la República Argentina. Para ello, requiere respetar como mínimo, los volúmenes abastecidos en igual mes del año inmediato anterior, más la correlación positiva existente entre el incremento de la demanda de gas oil y el incremento del Producto Bruto Interno, acumulada a partir del mes de referencia. La comercialización citada deberá efectuarse sin que se altere, perjudique o distorsione el funcionamiento del mercado de gas oil.

Además, la Resolución N° 168/04 requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la Secretaría de Energía, demostrando que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de venta de GLP en el mercado local y ésta fue rechazada.

En enero de 2008, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 14/2008, mediante la cual se ordenó a las compañías refinadoras optimizar su producción con el objetivo de obtener los máximos volúmenes de acuerdo con su capacidad.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

El 26 de enero de 2012, la Secretaría de Comercio Interior dictó la Resolución 6/2012 por la cual (i) ordena a YPF y a otras cuatro compañías petroleras a vender gasoil a las empresas de transporte público de pasajeros a un precio no mayor al que ofrecen el mencionado bien en sus estaciones de servicio más cercanas al punto de suministro de combustible de las empresas de transporte público de pasajeros, manteniendo tanto los volúmenes históricos como las condiciones de entrega; y (ii) crea un esquema de monitoreo de precios tanto para el mercado minorista como a granel a ser implementado por la CNDC. YPF ha recurrido dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. El 16 de febrero de 2012, YPF interpuso ante la CNDC un recurso de apelación contra la Resolución N° 6/2012, para su elevación ante la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal de la ciudad de Buenos Aires. Por su parte, el 2 de marzo de 2012, YPF interpuso ante dicha Cámara un pedido de dictado de medida cautelar, tendiente a dejar sin efecto la vigencia de la Resolución N°6/2012.

- *Otros requerimientos regulatorios:* Durante el ejercicio 2005, la Secretaría de Energía de la Nación mediante la Resolución N° 785/2005, modificada por la Resolución N° 266/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, creó el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Almacenamiento de Hidrocarburos y sus derivados con el objetivo primario de impulsar y verificar la adopción de las medidas adecuadas para corregir, mitigar y contener la contaminación originada a partir de los tanques aéreos de almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados. La Sociedad ha comenzado a elaborar e implementar un plan de auditorías técnicas y ambientales con el objetivo de dar cumplimiento a las exigencias de la norma.

Con fecha 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.

- *Programas Refinación Plus y Petróleo Plus.* El Decreto N° 2.014/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversiones y Servicios Públicos emitido el 25 de noviembre de 2008, creó los programas "Refinación Plus" y "Petróleo Plus" para incentivar (a) la producción de gasoil y naftas y (b) la producción de petróleo y el incremento de reservas a través de nuevas inversiones en exploración y producción. Los mismos dan derecho a las compañías de refinación que emprendan la construcción de una nueva refinería o la expansión de su capacidad de refinación y/o conversión y a las compañías productoras que incrementen su producción y reservas de acuerdo a los objetivos del programa, a recibir créditos fiscales sobre aranceles de exportación. A efectos de ser beneficiarios de ambos programas, los planes de las compañías deben ser aprobados por la Secretaría de Energía.

Durante el mes de febrero de 2012, por Nota N° 707/2012, complementada por Nota N° 800/2012, ambas emitidas por la Secretaría de Energía, YPF fue notificada que los beneficios concedidos en el marco de los programas Refinación y Petróleo Plus se encuentran suspendidos temporalmente y que dicha suspensión también aplica a las presentaciones por beneficios ya realizadas por YPF.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

Las razones invocadas son que estos programas fueron creados en un contexto de precios locales bajos en relación con los precios actuales y que los objetivos de los programas fueron cumplidos. En virtud de dicha notificación la Sociedad ha revertido los saldos correspondientes a dichos programas al 31 de diciembre de 2011, lo cual ha tenido un impacto (pérdida) neto en los resultados del presente ejercicio de aproximadamente 273, después del efecto impositivo correspondiente. YPF está evaluando recurrir la suspensión mencionada.

- *Repatriación de divisas:* Durante el mes de Octubre de 2011 se publicó y entró en vigencia el Decreto N° 1722/2011 por el cual se restablece la obligatoriedad del ingreso y negociación en el mercado de cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación por parte de empresas productoras de petróleo crudo o de sus derivados, gas natural y gases licuados y de empresas que tengan por objeto el desarrollo de emprendimientos mineros, de conformidad con las previsiones del artículo 1° del Decreto N° 2581 del 10 de abril de 1964. En consecuencia, y teniendo en cuenta la actividad de la Sociedad, se deja sin efecto la posibilidad de no liquidar en el mercado de cambios el 70% de las divisas correspondientes a las exportaciones de hidrocarburos, tal como lo establecía el Decreto N° 1.589/89.
- *Arrendamientos operativos:* Al 31 de diciembre de 2011, los principales contratos de arrendamiento corresponden a alquileres de equipamiento de instalaciones de producción y perforación en yacimientos, buques, equipamientos para compresión de gas natural y terrenos para la instalación de estaciones de servicio. El cargo por estos contratos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 ascendió a 1.710 y ha sido imputado a las líneas Alquileres de inmuebles y equipos y Contrataciones de obras y otros servicios.

Al 31 de diciembre de 2011, los pagos futuros estimados relacionados con estos contratos son:

	Hasta 1 año	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años
Pagos futuros estimados	1.148	420	181	91	53	104

- *Acuerdos de Extensión de Concesiones en Neuquén:* Con fecha 28 de diciembre de 2000, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto N° 1.252/2000, otorgó a YPF la prórroga de la concesión de explotación de las áreas Loma La Lata - Sierra Barrosa de las cuales YPF es titular, por un plazo adicional de 10 años hasta el mes de noviembre del año 2027, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Acuerdo de Prórroga suscripto el 5 de diciembre de 2000, entre el Estado Nacional, la Provincia de Neuquén e YPF. Con motivo de dicho acuerdo, YPF abonó al Estado Nacional US\$ 300 millones por la obtención de la prórroga antes mencionada, los cuales fueron registrados en el rubro bienes de uso del balance general; y se comprometió, entre otras cosas, a definir un programa de erogaciones e inversiones de US\$ 8.000 millones en la Provincia de Neuquén, desde el año 2000 hasta el 2017 y a abonar a la Provincia de Neuquén el 5% del flujo de fondos neto proveniente de la concesión, durante cada año del plazo de la prórroga. Las obligaciones mencionadas fueron alcanzadas por la normativa económica establecida en la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario.

Adicionalmente, durante los años 2008 y 2009, la Sociedad suscribió con la Provincia de Neuquén una serie de acuerdos en virtud de los cuales obtuvo una prórroga por un plazo adicional de 10 años en las concesiones de explotación de diversas áreas ubicadas en dicha provincia, las cuales, producto de los acuerdos mencionados, vencerán entre los años 2026 y 2027. Como condición para la extensión de

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

dichas concesiones, la Sociedad en virtud de los acuerdos firmados con la Provincia durante 2008 y 2009 se ha comprometido a: i) abonar a la Provincia en concepto de pagos iniciales un total de US\$ 204 millones; ii) pagar en efectivo a la Provincia un “Canon Extraordinario de Producción” equivalente al 3% de la producción de las concesiones antes mencionadas. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales de hasta un 3% en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria de acuerdo a los mecanismos y valores de referencia establecidos en cada uno de los acuerdos firmados; iii) realizar tareas de exploración sobre las áreas de exploración remanentes y realizar ciertas inversiones y erogaciones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto de los acuerdos por un monto total de aproximadamente US\$ 3.512 millones hasta la fecha de vencimiento de las concesiones; y iv) efectuar a la provincia donaciones en concepto de “Responsabilidad Social Empresaria” por un total de US\$ 23 millones.

– *Acuerdo de extensión de concesiones en Mendoza:* En el mes de abril de 2011, YPF suscribió con la provincia de Mendoza un Acta Acuerdo a efectos de extender el plazo original de las Concesiones de Explotación que se identifican más abajo y de las concesiones de transporte que se encuentran en el territorio de la Provincia a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento, habiéndose sujetado el inicio de la vigencia de dicha Acta Acuerdo a la aprobación del Poder Ejecutivo por decreto en un plazo máximo de noventa días. Tal decreto fue publicado en el boletín oficial a comienzos del mes de Julio de 2011.

El Acta Acuerdo firmada entre YPF y la Provincia de Mendoza establece, entre otros, los siguientes puntos:

- Concesiones de explotación comprendidas: el Portón, Barrancas, Cerro Fortunoso, el Manzano, La Brea, Llancaleño, Llancaleño R, Puntilla de Huincán, Río Tunuyan, Valle del Río Grande, Vizcacheras, Cañadón Amarillo, Altiplanicie del Payún, Chihuido de la Sierra Negra, Puesto Hernández y La Ventana.
- Prórroga de los plazos de las concesiones: Se prorrogan por el término de 10 años los plazos de las concesiones de explotación y de transporte.
- YPF mediante la suscripción del Acta Acuerdo asumió los siguientes compromisos: i) realizar en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo un Pago Inicial por un monto total de US\$ 135 millones; ii) pagar a la Provincia un “Canon Extraordinario de Producción” equivalente al 3% de la producción de las áreas incluidas en el Acta Acuerdo. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria por disminución de los derechos de exportación o incrementos del precio promedio mensual de petróleo crudo y/o gas natural de acuerdo a un mecanismo y valores de referencia establecidos en el Acta Acuerdo; iii) realizar tareas de exploración y ciertas inversiones y erogaciones por un monto total de US\$ 4.113 millones hasta el vencimiento del período extendido de las concesiones, de acuerdo a lo previsto en el Acta Acuerdo; iv) realizar dentro del ámbito de la Provincia de Mendoza una donación de US\$ 16 millones en concepto de “Responsabilidad Social Empresaria” que será efectivizada en los mismos plazos, términos y condiciones que el Pago Inicial. Dichas donaciones tendrán por objetivo contribuir al desarrollo de dicha Provincia en materia de educación, salud, deporte, cultura, equipamiento y desarrollo comunitario; v) abonar anualmente en carácter de donación el equivalente al 0,3% del monto pagado como “Canon Extraordinario de Producción” para ser destinado a un Fondo para el Fortalecimiento Institucional, destinado a la compra de equipamiento, capacitación, entrenamiento e incentivo del personal, logística y gastos operativos de diversos organismos de la Provincia de Mendoza designados en el Acta Acuerdo.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

## 10. RESTRICCIONES A LOS RESULTADOS NO ASIGNADOS

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550, el 5% de la utilidad neta del ejercicio debe ser apropiada a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social (capital suscrito y ajuste de los aportes). Como consecuencia de las modificaciones mencionadas en la Nota 1.b, al 31 de diciembre de 2011 la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 2.007.

Adicionalmente, de acuerdo a lo establecido por las normas de la CNV, cuando el saldo neto de los Resultados diferidos, al cierre de un ejercicio fuere negativo, existirá una restricción a la distribución de resultados no asignados por dicho importe.

De acuerdo con la Ley N° 25.063, los dividendos que se distribuyan, en dinero o en especie, en exceso de las utilidades impositivas acumuladas al cierre del ejercicio inmediato anterior a la fecha de pago o distribución, estarán sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto a las ganancias con carácter de pago único y definitivo, excepto los que se distribuyan a accionistas radicados en países con los cuales existan convenios para evitar la doble imposición, los cuales estarán sujetos a una alícuota menor.

## 11. ADOPCION DE NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACION FINANCIERA (NIIF)

Tal como se menciona en la Nota 1.a, conforme a la NIIF 1, "Adopción por Primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera", aprobada por la Resolución General N° 562/09 de la CNV, la información que se incluye a continuación ha sido elaborada considerando las NIIF que se estima serán aplicables al 31 de diciembre de 2012, que es el cierre de ejercicio en que por primera vez se aplicarán las NIIF. Cabe aclarar que el patrimonio neto al 1 de enero de 2011 y al 31 de diciembre de 2011, y la utilidad neta por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011, calculados de acuerdo a NIIF, que se derivan de las conciliaciones que se incluyen a continuación, podrían modificarse en la medida que, al 31 de diciembre de 2012, las normas vigentes fueran distintas a las que fueron consideradas para la preparación de dichas conciliaciones. Adicionalmente, y de acuerdo a la NIIF 1, la fecha de transición a las NIIF es el 1 de enero de 2011 (en adelante "la fecha de transición").

Los criterios adoptados por YPF en la transición a NIIF en relación con las alternativas permitidas por la NIIF 1 son los siguientes:

- I. Los bienes de uso y los activos intangibles conforme a las NIIF se han medido a la fecha de transición en la moneda funcional definida por la Sociedad según las siguientes bases de preparación:
  - a) Activos vigentes a la fecha de transición cuya alta contable fue anterior al 1 de marzo de 2003, fecha hasta la cual fue permitida la actualización del valor de los mismos teniendo en cuenta los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda, todo lo cual fuera discontinuado por la Resolución General N° 441 de la CNV (ver Nota 1.a): los activos antes mencionados valuados de acuerdo a las normas contables profesionales vigentes han sido adoptados como costo atribuido al 1 de marzo de 2003 y remediados en dólares utilizando el tipo de cambio vigente a dicha fecha;
  - b) Activos vigentes a la fecha de transición cuya alta contable fue posterior al 1 de marzo de 2003: los activos antes mencionados fueron remediados en dólares utilizando el tipo de cambio correspondiente a la fecha de incorporación o adquisición de cada activo.
- II. La NIIF 9, "Instrumentos Financieros", se ha aplicado desde la fecha de transición.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

III. Las diferencias de conversión acumuladas a la fecha de transición a las NIIF, reconocidas en el patrimonio neto según los principios de contabilidad vigentes en Argentina con anterioridad a la adopción de las NIIF (en adelante, los "Principios de Contabilidad Previos"), relacionados con las inversiones permanentes en el exterior de la Sociedad, han sido imputados a resultados acumulados.

A continuación se exponen las conciliaciones del patrimonio neto al inicio y cierre del ejercicio 2011 y los resultados del mismo, efectuadas de acuerdo a lo estipulado por la Resolución Técnica N°29.

**Conciliación del Patrimonio Neto al 1 de enero y 31 de diciembre de 2011:**

	<u>al 1 de enero de 2011</u>	<u>al 31 de diciembre de 2011</u>
<b>Patrimonio Neto según Principios de Contabilidad Previos<sup>(1)</sup></b>	19.040	18.735
a) Efecto de la aplicación de la moneda funcional y de presentación:		
a.1. Ajuste a bienes de uso y activos intangibles	5.040	6.438
a.2. Ajuste a bienes de cambio	137	266
a.3. Otros	283	327
b) Efecto en impuesto a las ganancias	(1.812)	(2.346)
<b>Patrimonio Neto según NIIF</b>	<u>22.688</u>	<u>23.420</u>

(1) Comprenden a los principios de contabilidad vigentes y aplicables a la Sociedad, previo a la adopción de las NIIF.

**a) Efecto de la Aplicación de la Moneda Funcional y de Presentación:**

Bajo los Principios de Contabilidad Previos, considerando las normas de la CNV, los estados contables se presentan en pesos (moneda de reporte) reconociendo los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda en forma integral mediante la aplicación del método de reexpresión en moneda constante establecido por la Resolución Técnica N° 6 y considerando lo establecido por las Resolución General N° 441 de la CNV, que estableció la discontinuación de la reexpresión de los estados contables en moneda constante a partir del 1 de marzo de 2003. Las transacciones en moneda extranjera son registradas en pesos al tipo de cambio vigente a la fecha de la transacción. Las diferencias de cambio provenientes de partidas monetarias en moneda extranjera son reconocidas en los resultados del ejercicio.

Bajo NIIF las compañías deben definir su moneda funcional, la cual puede diferir de la moneda de reporte, requiriéndose definir la misma de acuerdo a los criterios establecidos por la Norma Internacional de Contabilidad ("NIC") 21, "Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera". En función de lo establecido en la mencionada norma, la Dirección ha definido para YPF el dólar como moneda funcional. En función de ello, el patrimonio neto al 1 de enero y 31 de diciembre de 2011, preparados según Principios de Contabilidad Previos, han sido remedidos en dólares de acuerdo al procedimiento establecido en la NIC 21 y la NIIF 1, con el objetivo de generar la información contable como si se hubiese llevado la misma en la moneda funcional. De acuerdo al procedimiento establecido, los activos y pasivos monetarios son remedidos al tipo de cambio de cierre.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190



Las partidas no monetarias, que se midan en términos de costo histórico, así como los resultados, son remediadas utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. Los resultados por la remediación a dólar de los activos y pasivos monetarios distintos del dólar son reconocidos en el resultado del ejercicio en el cual se generan. Existen ciertas compañías bajo control, control conjunto, influencia significativa e inversiones en otras sociedades, para las cuales la Dirección de la Sociedad ha definido una moneda distinta del dólar como su moneda funcional. En estos casos, el ajuste proveniente de la remediación del patrimonio neto de dichas sociedades a dólar no forma parte del Resultado del Ejercicio y se expone dentro de los Otros Resultados Integrales del ejercicio.

Adicionalmente, de acuerdo a lo establecido por la Resolución General N° 562 de la CNV, la Sociedad debe presentar sus estados contables en pesos, por lo cual, los montos obtenidos del proceso mencionado precedentemente, deben ser convertidos a pesos, de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 21. De acuerdo a la misma, los activos y pasivos se convertirán a la moneda de presentación al tipo de cambio de cierre, los resultados se convertirán al tipo de cambio de la fecha de cada transacción (o, por razones prácticas y, cuando los tipos de cambio no fluctúan significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes), y las diferencias de cambio resultantes se reconocerán en Otros Resultados Integrales.

a.1. De acuerdo a la metodología mencionada precedentemente, la Sociedad ha procedido a valorizar sus bienes de uso y activos intangibles en su moneda funcional, tomando en consideración para efectuar dicha valoración las dispensas que se mencionan en los apartados I.a) y I.b) precedentes y posteriormente ha convertido los mismos a pesos. En función de dicha valorización, los bienes de uso y activos intangibles se han visto incrementados por un monto de 5.040 y 6.438 al 1 de enero y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.

a.2. Asimismo, el ajuste que afecta el valor de los bienes de uso, según se menciona precedentemente, ha afectado la valuación de los bienes de cambio. De acuerdo a la metodología establecida por la Sociedad para la valuación de los bienes de cambio, las depreciaciones de los bienes de uso forman parte del costo de los mismos. Tomando en consideración que dichas depreciaciones se han visto afectadas por el ajuste en el valor de los bienes de uso mencionado precedentemente, se ha procedido a incrementar el valor de los bienes de cambio por un monto de 137 y 266 al 1° de enero y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.

a.3. Incluye principalmente los ajustes resultantes de la aplicación del concepto de moneda funcional, según lo definido por las NIIF, a las inversiones valuadas a su valor patrimonial proporcional.

**b) Efecto en impuesto a las ganancias:**

Corresponde al efecto en el impuesto a las ganancias como consecuencia de las diferencias de valuación mencionadas en los apartados a.1 y a.2 precedentes.

Bajo los Principios de Contabilidad Previos, cuando existan diferencias temporarias entre las mediciones contables de los activos y pasivos y sus bases impositivas, se reconocerán activos o pasivos diferidos.

Bajo NIIF, de acuerdo a lo establecido por la NIC 12, "Impuesto a las Ganancias", existe un activo o pasivo diferido cuando existe impuesto a las ganancias a recuperar o pagar en períodos futuros relacionado a diferencias temporarias deducibles o impositivas, las cuales se generan cuando existe una diferencia entre el importe en libros de un activo o pasivo en el estado de situación financiera y su

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

base fiscal, siendo diferencias temporarias imponibles, aquellas diferencias temporarias que dan lugar a cantidades imponibles al determinar la ganancia (pérdida) fiscal correspondiente a periodos futuros, cuando el importe en libros del activo sea recuperado o el del pasivo sea liquidado, y diferencias temporarias deducibles, aquellas diferencias temporarias que dan lugar a cantidades que son deducibles al determinar la ganancia (pérdida) fiscal correspondiente a periodos futuros, cuando el importe en libros del activo sea recuperado o el del pasivo sea liquidado.

El efecto de aplicar la tasa impositiva vigente sobre la diferencia que se genera entre la valuación fiscal de los bienes de uso y activos intangibles y el valor contable bajo NIIF de los mismos, valuados en su moneda funcional y convertidos a pesos según se describe en el apartado a) precedente, respecto de lo registrado bajo los Principios de Contabilidad Previos, resultó en una disminución del Patrimonio Neto de 1.764 y 2.253 al 1 de enero y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.

En el mismo sentido, producto del ajuste en la valuación de los bienes de cambio, la diferencia entre el valor contable bajo NIIF e impositivo de dichos bienes da origen a una disminución del Patrimonio Neto de 48 y 93 al 1 de enero y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.

#### **Conciliación del Resultado del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2011:**

	<b>2011</b>
<b>Resultado del ejercicio según los principios de contabilidad previos</b>	5.296
a) Diferencias de cambio	1.113
b) Depreciación de bienes de uso y amortización de bienes intangibles	(1.120)
c) Efecto en impuesto a las ganancias	(534)
d) Otros	(322)
<b>Resultado del ejercicio según NIIF</b>	4.433
e) Diferencias de conversión	1.864
<b>Resultado integral total del ejercicio según NIIF</b>	<b>6.297</b>

#### **a) Diferencias de cambio:**

Corresponde a la eliminación de las diferencias de cambio originadas por aplicación de los Principios de Contabilidad Previos para partidas distintas al peso, y el reconocimiento de los resultados por la medición a dólares de los activos y pasivos monetarios para partidas distintas al dólar por aplicación del concepto de moneda funcional de acuerdo a lo mencionado previamente.

#### **b) Depreciación de bienes de uso y amortización de bienes intangibles:**

Corresponde a la diferencia en el cargo a resultados de las depreciaciones y amortizaciones del ejercicio producto de la valuación de los bienes de uso y activos intangibles, respectivamente, por el efecto de la aplicación del concepto de moneda funcional que se describiera precedentemente.

#### **c) Efecto en impuesto a las ganancias:**

Corresponde al efecto del impuesto a las ganancias de acuerdo a lo requerido por la NIC 12.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

**d) Otros:**

Incluye principalmente el efecto en el resultado por la valuación de los bienes de cambio bajo NIIF y los ajustes resultantes de la aplicación del concepto de moneda funcional, según lo definido por las NIIF, a las inversiones valuadas a su valor patrimonial proporcional que definieron al dólar como su moneda funcional.

**e) Diferencia de conversión:**

Incluye el ajuste proveniente de la conversión a pesos (moneda de presentación) de los estados contables expresados en la moneda funcional de la Sociedad (dólar), como así también el efecto de convertir los estados contables de inversiones permanentes con moneda funcional distinta del dólar a la moneda funcional de la Sociedad y posteriormente su conversión a la moneda funcional de presentación, de acuerdo a la metodología establecida por la NIC 21. En este orden, los principales efectos se generan por:

- La conversión a dólares de la información contable correspondiente a sociedades e inversiones con moneda funcional distinta a la moneda funcional de la Sociedad;
- La conversión de dólares a pesos de las partidas del estado de resultados y del patrimonio neto al tipo de cambio del momento en el que se generaron las operaciones (o, por razones prácticas y, cuando los tipos de cambio no fluctúan significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes);
- La conversión de dólares a pesos de partidas patrimoniales expresadas en dólares al tipo de cambio correspondiente al cierre del ejercicio.

Los principales rubros que determinaron las diferencias de conversión antes mencionadas son los siguientes:

	<b>2011</b>
Bienes de Uso y Activos Intangibles	2.553
Bienes de cambio	367
Activos Monetarios	436
Pasivos Monetarios	(977)
Conversión de pasivos monetarios netos en pesos	(572)
Otros	57
<b>Diferencia de conversión total</b>	<b>1.864</b>

Adicionalmente, la aplicación inicial de las NIIF no ha afectado significativamente los flujos de efectivo.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

En forma adicional se detallan a continuación los principales conceptos que originará reclasificaciones por la aplicación por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera:

**a) Efecto Aplicación de la interpretación del Comité de Interpretación de las Normas Internacionales de Información Financiera (“CINIIF”) 12, Acuerdos de Concesión de Servicios:**

La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones durante un plazo de 35 años, el cual puede ser extendido por un período adicional de 10 años, para el transporte de petróleo, gas y derivados luego de la presentación de ofertas licitatorias competitivas. En virtud de la Ley N° 26.197, los gobiernos provinciales correspondientes tienen las mismas facultades. Dentro de este marco regulatorio, los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el transporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El titular de una concesión de transporte tiene el derecho de:

- Transportar petróleo, gas y derivados.
- Construir y operar ductos de petróleo, gas y derivados, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, ferrocarriles y otras instalaciones y equipos necesarios para la operación eficiente de un sistema de tuberías.

Asimismo, el titular de una concesión de transporte tiene la obligación de transportar hidrocarburos para terceros, sin discriminación, a cambio de una tarifa. Esta obligación, no obstante, se aplica a los productores de petróleo o de gas sólo en la medida en que el titular de la concesión tuviere capacidad adicional disponible y está expresamente subordinada a los requerimientos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte correspondientes están sujetas a aprobación de la Secretaría de Energía para oleoductos y derivados de petróleo, y por el ENARGAS para gasoductos. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos e instalaciones asociadas se revierten al Estado Argentino sin ningún pago al titular.

Dentro de lo mencionado precedentemente, la Ley de Privatización otorgó a la Sociedad las concesiones de transporte por 35 años en relación con las instalaciones de transporte que operaba Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. a tal fecha. Los principales ductos relacionados con dichas concesiones de transporte son los siguientes:

- La Plata / Dock Sud
- Puerto Rosales / La Plata
- Monte Cristo / San Lorenzo
- Puesto Hernández / Luján de Cuyo
- Luján de Cuyo / Villa Mercedes

En este orden, los activos que cumplan ciertas características, tal y como lo establece el CINIIF 12, las cuales a criterio de la Dirección se presentan en los bienes mencionados en los párrafos precedentes, se reconocen como activos intangibles, mientras que bajo los Principios de Contabilidad Previos los mismos se consideran como bienes de uso.

El valor neto contable de los oleoductos y las instalaciones relacionadas incluidas bajo el alcance del CINIIF 12 ascendió a 764 y 807 al 1 de enero y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

**b) Efecto aplicación de la NIIF 6:**

De acuerdo a lo establecido por la NIIF 6, la propiedad minera de los activos en exploración debe exponerse en los estados contables como activos intangibles, mientras que bajo los Principios de Contabilidad Previos los mismos son expuestos dentro del rubro bienes de uso.

El valor neto contable de los activos bajo el alcance de la NIIF 6 ascendió a 78 y 181 al 1 de enero y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.

**12. HECHOS POSTERIORES**

A la fecha de emisión de los presentes estados contables, no han existido hechos posteriores significativos cuyo efecto sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011, de corresponder, no hubieren sido considerados en los mismos según las normas contables profesionales vigentes.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS  
EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

(expresados en millones de pesos - Nota 1.a)

Cuenta principal	2011				Valor al cierre del ejercicio	Valor residual	Valor residual	Valor residual
	Costo							
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Disminuciones, reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del ejercicio				
Terrenos y edificios	2.979	17	(13)	2.983	1.866	1.922	1.824	
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	65.526	1.349	6.288	73.163	19.843 <sup>(4)</sup>	16.628 <sup>(4)</sup>	15.862 <sup>(4)</sup>	
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	9.931	24	483	10.438	2.999	2.993	2.902	
Equipos de transporte	1.887	-	106	1.993	499	458	497	
Materiales y equipos en depósito	1.305	2.150	(1.450)	2.005	2.005	1.305	798	
Perforaciones y obras en curso	5.485	9.498	(5.660)	9.323	9.323	5.485	3.570	
Perforaciones exploratorias en curso <sup>(5)</sup>	238	1.020	(898)	360	360	238	119	
Muebles y útiles e instalaciones	835	4	72	911	159	170	204	
Equipos de comercialización	1.532	1	179	1.712	403	295	308	
Otros bienes	946	16	21	983	641	629	271	
Total 2011	90.664	14.079 <sup>(3)(6)</sup>	(872) <sup>(1)</sup>	103.871	38.098			
Total 2010	81.984	9.277 <sup>(3)</sup>	(597) <sup>(1)</sup>	90.664		30.123		
Total 2009	77.431	5.211 <sup>(3)(6)</sup>	(658) <sup>(1)</sup>	81.984			26.355	

  

Cuenta principal	2011					Acumulada al cierre del ejercicio	Valor residual	Valor residual	Valor residual
	Depreciación								
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones, reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Valor residual				
Terrenos y edificios	1.057	(8)	2%	68	1.117	1.866	1.922	1.824	
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	48.898	2	(2)	4.420	53.320	19.843 <sup>(4)</sup>	16.628 <sup>(4)</sup>	15.862 <sup>(4)</sup>	
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	6.938	-	4 - 5%	501	7.439	2.999	2.993	2.902	
Equipos de transporte	1.429	-	4 - 5%	65	1.494	499	458	497	
Materiales y equipos en depósito	-	-	-	-	-	2.005	1.305	798	
Perforaciones y obras en curso	-	-	-	-	-	9.323	5.485	3.570	
Perforaciones exploratorias en curso <sup>(5)</sup>	-	-	-	-	-	360	238	119	
Muebles y útiles e instalaciones	665	-	10%	87	752	159	170	204	
Equipos de comercialización	1.237	6	10%	66	1.309	403	295	308	
Otros bienes	317	(5)	10%	30	342	641	629	271	
Total 2011	60.541	(5) <sup>(1)</sup>		5.237	65.773	38.098			
Total 2010	55.629	(31) <sup>(1)</sup>		4.943	60.541		30.123		
Total 2009	51.263	(27) <sup>(1)</sup>		4.393	55.629			26.355	

(1) Incluye 13, 10 y 6 de valor residual imputados contra provisiones de bienes de uso por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(2) La depreciación ha sido calculada por el método de unidades de producción (Nota 2.e).

(3) Incluye 695, 874 y 176 de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(4) Incluye 1.495, 1.000 y 1.117 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(5) Existen 28 pozos exploratorios al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011. Durante dicho ejercicio, se han iniciado 37 pozos, 8 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 18 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta propiedad minera, pozos y equipos de explotación.

(6) Incluye 654 y 106 por la extensión de ciertas concesiones de explotación en las Provincias de Mendoza y Neuquén (Nota 9.c) y otras adquisiciones no significativas, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2009, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS  
INVERSIONES EN ACCIONES Y PARTICIPACION EN OTRAS SOCIEDADES

(expresados en millones de pesos, excepto en donde se indica en forma expresa – Nota 1.a)

Denominación y Emisor	2011													2010	2009
	Características de los valores				Información sobre el ente emisor										
	Clase	Valor Nominal	Cantidad	Valor Registrado	Costo <sup>(2)</sup>	Actividad Principal	Domicilio Legal	Fecha	Capital Social	Resultado	Patrimonio Neto	Participación sobre capital social	Valor Registrado		
<b>Controladas:</b>															
YPF Internacional S.A. <sup>(7)</sup>	Ordinarias Bs.	100	2.512.290	334	<sup>(3)</sup> 1.210	Inversión	Calle la Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, República de Bolivia	31-12-2011	154	-	333	99,99% <sup>(10)</sup>	268	<sup>(3)</sup> 246	
YPF Holdings Inc. <sup>(8)</sup>	Ordinarias US\$	0,01	810.614	-	<sup>(9)</sup> 2.658	Inversión y financiera	1330 Lake Robbins Drive, Suite 300, The Woodlands, Texas, U.S.A.	31-12-2011	3.456	(361)	(482)	100,00%	-	<sup>(9)</sup> 15	
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	Ordinarias \$	1	163.701.747	330	<sup>(3)</sup> -	Gestión comercial de estaciones de servicios de propiedad de YPF S.A.	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-2011	164	148	336	99,99% <sup>(10)</sup>	288	<sup>(3)</sup> 285	
A-Evangelista S.A.	Ordinarias \$	1	8.683.698	243	<sup>(3)</sup> -	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-2011	9	40	243	99,91% <sup>(10)</sup>	238	<sup>(3)</sup> 199	
YPF Servicios Petroleros S.A.	Ordinarias \$	1	47.500	37	-	Servicios de perforación y/o reparación de pozos	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-2011	-	<sup>(11)</sup> 30	39	95,00% <sup>(10)</sup>	9	-	
Eleran Inversiones 2011 S.A.U. <sup>(8)</sup>	Ordinarias €	10	6.000	47	44	Inversión	Hemosella 3, Madrid, España	31-12-2011	50	1	52	100,00%	-	-	
					<u>991</u>	<u>3.912</u>							<u>803</u>	<u>745</u>	
<b>Control conjunto:</b>															
Compañía Mega S.A. <sup>(8)</sup>	Ordinarias \$	1	77.292.000	284	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	30-09-2011	203	180	627	38,00%	298	295	
Profertil S.A.	Ordinarias \$	1	391.291.320	541	<sup>(3)</sup> -	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, P. 3, Buenos Aires, Argentina	31-12-2011	783	807	1.201	50,00%	461	<sup>(3)</sup> 436	
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias \$	1	45.803.655	260	<sup>(3)</sup> -	Refinación	Maijupú 1, P. 2º, Buenos Aires, Argentina	30-09-2011	92	187	586	50,00%	249	<sup>(3)</sup> 282	
					<u>1.085</u>	<u>-</u>							<u>1.008</u>	<u>1.013</u>	
<b>Influencia significativa:</b>															
Oleoductos del Valle S.A.	Ordinarias \$	10	4.072.749	77	<sup>(1)(3)</sup> -	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	31-12-2011	110	(28)	254	37,00%	83	<sup>(1)(3)</sup> 84	
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias \$	10	476.034	48	<sup>(3)</sup> -	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, P. 11º, Buenos Aires, Argentina	30-09-2011	14	(1)	148	33,15%	47	<sup>(3)</sup> 45	
Oiltanking Ebytem S.A.	Ordinarias \$	10	351.167	28	2	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales – Provincia de Buenos Aires, Argentina.	31-12-2011	12	28	116	30,00%	32	34	
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Preferidas \$	1	15.579.578	4	<sup>(3)</sup> -	Transporte de gas por ducto	San Martín 323, P. 13º, Buenos Aires, Argentina	31-12-2010	156	(6)	86	10,00%	4	<sup>(3)</sup> 8	
Central Dock Sud S.A.	Ordinarias \$	0,01	2.822.342.992	4	<sup>(3)</sup> 46	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, P. 16º, Buenos Aires, Argentina	30-09-2011	356	70	226	9,98% <sup>(5)</sup>	-	<sup>(9)</sup> -	
Inversora Dock Sud S.A.	Ordinarias \$	1	103.501.823	107	<sup>(3)</sup> 193	Inversión y financiera	Pasaje Ingeniero Butty 220, P. 16º, Buenos Aires, Argentina	30-09-2011	241	57	254	42,86%	89	<sup>(3)</sup> 82	
Pluspetrol Energy S.A.	Ordinarias \$	1	30.006.540	317	<sup>(3)</sup> -	Exploración y explotación de hidrocarburos y generación, producción y comercialización de energía eléctrica	Lima 339, Buenos Aires, Argentina	30-09-2011	67	23	568	45,00%	281	<sup>(3)</sup> 240	
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Preferidas \$	1	27.018.720	13	<sup>(3)</sup> -	Transporte de petróleo por ducto	Macacha Güemes 515 P. 3º, Buenos Aires, Argentina	30-09-2011	76	(3)	36	36,00%	14	<sup>(3)</sup> 16	
<b>Otras Sociedades:</b>															
Diversas <sup>(4)</sup>	-	-	-	-	42	106	-	-	-	-	-	-	30	26	
					<u>640</u>	<u>347</u>							<u>580</u>	<u>535</u>	
					<u>2.716</u>	<u>4.259</u>							<u>2.391</u>	<u>2.293</u>	

(1) Corresponde al porcentaje de participación sobre el patrimonio neto de la sociedad, neto de resultados no trascendidos a terceros.

(2) Corresponde al costo neto de dividendos cobrados y reducciones de capital reexpresado de acuerdo con lo indicado en la Nota 1.a.

(3) Corresponde al porcentaje de participación sobre el patrimonio neto de la sociedad más ajustes para adecuar los criterios contables a los de YPF.

(4) Incluye YPF Inversora Energética S.A., A-Evangelista Construcciones e Servicios Ltda., Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd., A&amp;C Pipeline Holding Company, Poligás Luján S.A.C.I., Oleoducto Transandino (Chile) S.A., YPF Services USA Corp, Bizoy S.A., Civeny S.A., Bioeres S.A., Energía Andina S.A., Compañía Minera Argentina S.A., YPF Perú S.A.C. e YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo Ltda.

(5) Adicionalmente, la Sociedad posee un 29,93% de participación indirecta en el capital a través de Inversora Dock Sud S.A.

(6) En función de lo estipulado en el convenio de accionistas, existe control conjunto de parte de los accionistas en esta sociedad.

(7) Sociedad definida como integrada de acuerdo a lo indicado en Nota 2.d).

(8) Sociedad definida como no integrada de acuerdo con lo indicado en Nota 2.d).

(9) El valor patrimonial proporcional negativo, luego de adecuar el patrimonio neto a los criterios contables de YPF, se encuentra expuesto en el rubro "Cuentas por pagar".

(10) La participación directa e indirecta de YPF en dichas sociedades asciende al 100%.

(11) No se expone valor alguno dado que el valor registrado es menor a 1.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 223 - Fº 190ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS  
PREVISIONES

(expresados en millones de pesos - Nota 1.a)

Rubro	2011			Saldo al cierre del ejercicio	2010	2009
	Saldo al inicio del ejercicio	Aumentos	Disminuciones		Saldo al cierre del ejercicio	Saldo al cierre del ejercicio
<b>Deducidas del activo corriente:</b>						
Para deudores por ventas de cobro dudoso	421	64	71	414	421	407
Para otros créditos de cobro dudoso	88	-	-	88	88	88
	<u>509</u>	<u>64</u>	<u>71</u>	<u>502</u>	<u>509</u>	<u>495</u>
<b>Deducidas del activo no corriente:</b>						
Para valuar otros créditos a su valor recuperable	15	-	7	8	15	16
Para desvalorización de participaciones en sociedades	13	2	-	15	13	26
Para perforaciones exploratorias improductivas	3	-	3	-	3	3
Para materiales y equipos obsoletos	99	21	13	107	99	37
	<u>130</u>	<u>23</u>	<u>23</u>	<u>130</u>	<u>130</u>	<u>82</u>
Total deducidas del activo, 2011	<u>639</u>	<u>87</u>	<u>94</u>	<u>632</u>		
Total deducidas del activo, 2010	<u>577</u>	<u>176</u>	<u>114</u>		<u>639</u>	
Total deducidas del activo, 2009	<u>635</u>	<u>157</u>	<u>215</u>			<u>577</u>
<b>Incluidas en el pasivo corriente:</b>						
Para juicios pendientes y contingencias específicas diversas (Nota 9.a)	81	20	-	101	81	128
	<u>81</u>	<u>20</u>	<u>-</u>	<u>101</u>	<u>81</u>	<u>128</u>
<b>Incluidas en el pasivo no corriente:</b>						
Para juicios pendientes y contingencias específicas diversas (Nota 9.a)	2.114	557	563	2.108	2.114	1.608
	<u>2.114</u>	<u>557</u>	<u>563</u>	<u>2.108</u>	<u>2.114</u>	<u>1.608</u>
Total incluidas en el pasivo, 2011	<u>2.195</u>	<u>577</u>	<u>563</u>	<u>2.209</u>		
Total incluidas en el pasivo, 2010	<u>1.736</u>	<u>1.157</u>	<u>698</u>		<u>2.195</u>	
Total incluidas en el pasivo, 2009	<u>1.795</u>	<u>910</u>	<u>969</u>			<u>1.736</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director



**YPF SOCIEDAD ANONIMA****ESTADO DE RESULTADOS****POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS****COSTO DE VENTAS**

(expresados en millones de pesos - Nota 1.a)

	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Existencia al inicio del ejercicio	3.462	2.818	3.095
Compras	16.445	8.660	5.394
Costos de producción (Anexo H)	22.806	18.728	15.576
Resultado por tenencia	1.016	635	(42)
Existencia final	<u>(5.326)</u>	<u>(3.462)</u>	<u>(2.818)</u>
Costo de ventas	<u>38.403</u>	<u>27.379</u>	<u>21.205</u>

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS  
ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

(expresados en millones)

Rubro	Clase y monto de la moneda extranjera			Cambio vigente en pesos al 31-12-11	Valor de libros al 31-12-11
	2009	2010	2011		
<b>Activo Corriente</b>					
Caja y bancos	US\$ 56	US\$ 43	US\$ 72	4,26 <sup>(1)</sup>	307
Inversiones	US\$ 115	US\$ 409	US\$ 51	4,26 <sup>(1)</sup>	218
Créditos por ventas	US\$ 452	US\$ 517	US\$ 470	4,26 <sup>(1)</sup>	2.002
	€ 1	€ 1	-	-	-
Otros créditos	US\$ 405	US\$ 401	US\$ 173	4,26 <sup>(1)</sup>	737
	€ 3	€ 2	€ 1	5,53 <sup>(1)</sup>	6
Total del activo corriente					3.270
<b>Activo No Corriente</b>					
Otros créditos	US\$ 7	US\$ 225	US\$ 15	4,26 <sup>(1)</sup>	64
Total del activo no corriente					64
Total del activo					3.334
<b>Pasivo Corriente</b>					
Cuentas por pagar	US\$ 738	US\$ 1.004	US\$ 1.312	4,30 <sup>(2)</sup>	5.642
	€ 27	€ 48	€ 48	5,59 <sup>(2)</sup>	268
Préstamos	US\$ 840	US\$ 1.155	US\$ 1.300	4,30 <sup>(2)</sup>	5.590
Previsiones	US\$ 11	US\$ 3	US\$ 3	4,30 <sup>(2)</sup>	13
Total del pasivo corriente					11.513
<b>Pasivo No Corriente</b>					
Cuentas por pagar	US\$ 558	US\$ 705	US\$ 847	4,30 <sup>(2)</sup>	3.642
Préstamos	US\$ 484	US\$ 369	US\$ 1.038	4,30 <sup>(2)</sup>	4.463
Previsiones	US\$ 255	US\$ 314	US\$ 256	4,30 <sup>(2)</sup>	1.101
Total del pasivo no corriente					9.206
Total del pasivo					20.719

(1) Tipo de cambio comprador.

(2) Tipo de cambio vendedor.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

### ESTADO DE RESULTADOS

#### POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y COMPARATIVOS

#### INFORMACION REQUERIDA POR EL ARTICULO 64 APARTADO I INCISO b) DE LA LEY Nº 19.550

(expresados en millones de pesos - Nota 1.a)

	2011				2010	2009	
	Costos de producción	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total	Total	
Sueldos y cargas sociales	1.342	589	333	63	2.327	1.761	1.327
Honorarios y retribuciones por servicios	202	478 <sup>(1)</sup>	72	5	757	645	514
Otros gastos de personal	537	103	33	12	685	514	406
Impuestos, tasas y contribuciones	411	22	517	-	950	819	679
Regalías, servidumbres y cánones	3.517	-	10	18	3.545	2.988	2.544
Seguros	139	6	14	-	159	137	158
Alquileres de inmuebles y equipos	888	2	102	-	992	552	506
Gastos de estudio	-	-	-	33	33	57	42
Depreciación de bienes de uso	4.995	112	130	-	5.237	4.943	4.393
Materiales y útiles de consumo	984	8	82	4	1.078	875	683
Contrataciones de obra y otros servicios	3.343	57	181	-	3.581	2.512	2.085
Conservación, reparación y mantenimiento	3.872	50	97	16	4.035	2.945	2.232
Compromisos contractuales	88	-	-	-	88	411	139
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	263	263	100	338
Transportes, productos y cargas	1.152	-	1.558	-	2.710	2.321	1.980
(Recupero) previsión para deudores por venta de cobro dudoso	-	-	(12)	-	(12)	21	(19)
Gastos de publicidad y propaganda	-	109	108	-	217	149	139
Combustibles, gas, energía y otros	1.336	83	178	49	1.646	1.318	1.248
<b>Total 2011</b>	<b>22.806</b>	<b>1.619</b>	<b>3.403</b>	<b>463</b>	<b>28.291</b>		
<b>Total 2010</b>	<b>18.728</b>	<b>1.259</b>	<b>2.799</b>	<b>282</b>		<b>23.068</b>	
<b>Total 2009</b>	<b>15.576</b>	<b>966</b>	<b>2.338</b>	<b>514</b>			<b>19.394</b>

(1) Incluye 18 por honorarios a Directores y Síndicos.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

# Informe de la Comisión Fiscalizadora

A los Señores Accionistas de  
**YPF SOCIEDAD ANONIMA**  
CUIT N°: 30-54668997-9  
Domicilio legal: Macacha Güemes 515  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires

De nuestra consideración:

De acuerdo con lo requerido por el inciso 5° del artículo N° 294 de la ley N° 19.550, el Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y disposiciones vigentes, hemos realizado el trabajo mencionado en el párrafo siguiente en relación con el balance general de YPF SOCIEDAD ANONIMA al 31 de diciembre de 2011 y los correspondientes estados de resultados, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha, y el balance general consolidado de YPF SOCIEDAD ANONIMA y sus sociedades controladas y en las que ejerce control conjunto al 31 de diciembre de 2011 y los correspondientes estados consolidados de resultados y de flujo de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha, expuestos como información complementaria en el Cuadro I. Adicionalmente, hemos realizado el trabajo mencionado en el párrafo siguiente en relación con la correspondiente "Información adicional a las notas a los estados contables - Art. N° 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires", cuya presentación no es requerida por las normas contables profesionales vigentes en Argentina. Dichos documentos son responsabilidad del Directorio de la Sociedad en ejercicio de sus funciones exclusivas. Nuestra responsabilidad es informar sobre dichos documentos basados en el trabajo mencionado en el párrafo siguiente.

Nuestro trabajo sobre los estados contables mencionados en el primer párrafo consistió en verificar la congruencia de la información significativa contenida en dichos estados con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas, y la adecuación de dichas decisiones a la ley y a los estatutos, en lo relativo a sus aspectos formales y documentales. Para la realización de dicho trabajo hemos tenido en cuenta principalmente el informe de los auditores externos Deloitte & Co. S.R.L. de fecha 8 de marzo de 2012, correspondientes a la auditoría anual de los estados contables y a la información adicional a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, ambos emitidos de acuerdo con las normas de auditoría vigentes en Argentina. No hemos efectuado ningún control de gestión y, por lo tanto, no hemos evaluado los criterios y decisiones empresarias de administración, financiación, comercialización y producción, dado que estas cuestiones son responsabilidad exclusiva del Directorio de la Sociedad. Consideramos que nuestro trabajo y el informe de los auditores externos nos brindan una base razonable para fundamentar nuestro informe.

Tal como se indica en la nota 11 a los estados contables adjuntos, las partidas y cifras contenidas en las conciliaciones incluidas en dicha nota, están sujetas a los cambios que pudieran producirse como consecuencia de variaciones en las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") que finalmente se apliquen y sólo podrán considerarse definitivas cuando se preparen los estados financieros anuales correspondientes al ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2012, que es el ejercicio en que por primera vez se aplicaran las NIIF.

En nuestra opinión, basados en el trabajo realizado:

- a. Los estados contables de YPF SOCIEDAD ANONIMA al 31 de diciembre de 2011 mencionados en el primer párrafo presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial y financiera de YPF SOCIEDAD ANONIMA y la situación patrimonial y financiera consolidada de YPF SOCIEDAD ANONIMA y sus sociedades controladas y en las que ejerce control conjunto al 31 de diciembre de 2011 y los respectivos resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el ejercicio finalizado en dicha fecha, de conformidad con las normas contables profesionales vigentes en Argentina, la Ley de Sociedades Comerciales y las normas pertinentes de la Comisión Nacional de Valores.
- b. La "Información adicional a las notas a los estados contables – Art. N° 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires" está razonablemente presentada, en todos sus aspectos significativos, con relación a los estados contables mencionados en el primer párrafo tomados en su conjunto.

Informamos, además, en cumplimiento de disposiciones legales vigentes, que:

- a. El inventario y los estados contables adjuntos se encuentran asentados en el libro Inventarios y Balances.
- b. Hemos revisado la memoria del Directorio, sobre la cual nada tenemos que observar en materia de nuestra competencia.
- c. De acuerdo a lo requerido por la Resolución General N° 340 de la Comisión Nacional de Valores, sobre la independencia del auditor externo y sobre la calidad de las políticas de auditoría aplicadas por el mismo y de las políticas de contabilización de la Sociedad, el informe del auditor externo descripto anteriormente incluye la manifestación de haber aplicado las normas de auditoría vigentes en Argentina, que comprenden los requisitos de independencia, y no contiene salvedades en relación a la aplicación de dichas normas y de las normas contables profesionales vigentes en Argentina.
- d. En ejercicio del control de legalidad que nos compete, hemos aplicado durante el ejercicio los restantes procedimientos descriptos en el artículo N° 294 de la Ley N° 19.550, que consideramos necesarios de acuerdo con las circunstancias, no teniendo observaciones que formular al respecto.
- e. Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo previstos en las correspondientes normas emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 8 de marzo de 2012

Por Comisión Fiscalizadora

Juan A. Gelly y Obes

Síndico

Contador Público U.B.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 – F° 63



## **YPF Sociedad Anónima**

Domicilio: Bv. Macacha Güemes 515 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Ejercicio Económico N° 35 iniciado el 1 de enero de 2011

### **Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2011**

Información confeccionada sobre la base de los Estados Contables Consolidados de YPF S.A. y sus Sociedades Controladas y Bajo Control Conjunto

#### **Contenido**

---

- 1.- Comentarios Generales (\*)
- 2.- Síntesis de la Estructura Patrimonial
- 3.- Síntesis de la Estructura de Resultados
- 4.- Datos Estadísticos (\*)
- 5.- Índices
- 6.- Avance en el cumplimiento del plan de implementación de las NIIF (\*)
- 7.- Perspectivas (\*)
- 8.- Cotización de acciones de YPF S.A. (\*)

---

(\*) Información no cubierta por el Informe de los Auditores Independientes

Marzo 8, 2012



## 1. Comentarios Generales

El año 2011 no ha quedado al margen de lo ocurrido en sus dos precedentes, en cuanto a la incertidumbre en las principales variables que afectan la economía internacional, todo ello como consecuencia de los efectos financieros que se desataran a partir de la crisis que se iniciara a fines de 2008 en los Estados Unidos y que se extendiera en países de la Comunidad Económica Europea. En este contexto, las expectativas del comportamiento macroeconómico internacional continúan bajo señales de alerta, fundamentalmente frente a la situación de ciertos países de Europa, tal como es el caso de Grecia, y en base a ello, a partir de las medidas necesarias que los países que conforman el conglomerado antes mencionado adoptarán para finalmente revertir la situación antes indicada, evitando de esta forma un contagio en sus propias economías con las consecuencias que traería asociado.

El foco de atención se estima continuará puesto, entre otros, en implementar las medidas tendientes a recuperar la confianza en ciertos países de la zona del euro, especialmente a partir del fortalecimiento fiscal como así también a partir de la búsqueda de la solidez necesaria de los bancos afectados, buscando retomar una senda de crecimiento y aún más importante, evitar una nueva recesión.

El precio del petróleo crudo (cotización Brent), pese a las perspectivas de la economía mundial, ha manifestado su tendencia creciente durante 2011, fundamentalmente como consecuencia de la reducción de los inventarios en Estados Unidos, como así también a partir de problemas geopolíticos, especialmente en los principales países productores, que afectan el precio del barril, todo lo cual determinó que el barril de crudo alcance los US\$ 108,09 barril al cierre del cuarto trimestre (frente a los US\$ 93,23 al cierre de 2010), que representa un crecimiento de aproximadamente 15,9%.

Dentro del contexto mencionado previamente, el Fondo Monetario Internacional ("FMI") ha finalmente ajustado a la baja su estimación respecto al crecimiento de la actividad económica mundial durante el año 2011 siendo la misma de 3,8%, mientras que la estimación para 2012 es de 3,3%, aunque en distinta medida en diferentes regiones. Los precios de las materias primas han sufrido oscilaciones durante el corriente año, mostrando en parte los efectos del incremento en la demanda y ciertos trastornos en la oferta, como así también la incertidumbre respecto al crecimiento en los próximos años a partir de la crisis de confianza observada en ciertas economías.

Según el FMI se estima que el crecimiento de las economías emergentes mostrará cierta desaceleración, fundamentalmente a partir de los efectos derivados de las turbulencias en el entorno externo, como así también a partir de cierta desaceleración de la demanda interna, estimándose la presencia en algunos países de presiones inflacionarias a partir del sobrecalentamiento de sus economías. En el caso de la Argentina el crecimiento se apoya fundamentalmente en el impulso en el consumo interno y en la inversión, como asimismo en la presencia de sistemas financieros sanos que permiten reducir las expectativas negativas que podrían derivarse de una nueva crisis financiera que afecte la economía mundial. En materia de producción agrícola, no obstante existir expectativas de rendimiento en los cultivos de soja y maíz inferiores a las de la campaña correspondiente al año anterior, debido a la sequía que ha afectado recientemente a las principales regiones productoras del país, se espera una compensación positiva de dicho efecto a partir de la mayor área sembrada con relación al



período antes mencionado. En materia de precios de los commodities exportables por la Argentina, se espera que los mismos tengan precios promedio inferiores a los de 2011, no obstante mantenerse en niveles elevados. Dentro de este contexto, y luego de una estimación de crecimiento del Producto Bruto Interno según el Banco Central de la República Argentina (BCRA) superior al 9% para el año 2011, el mismo organismo estima un crecimiento de 6% para el año 2012, todo ello suponiendo que no ocurra un colapso financiero internacional como el que se manifestara a fines del año 2008.

El tipo de cambio peso/dólar aumentó levemente para llegar a 4,3 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2011, resultando aproximadamente un 8% superior a la cotización observada a finales del 2010 (3,98 pesos por dólar). Al 31 de diciembre de 2011 el saldo de reservas internacionales del BCRA ascendía a aproximadamente 46.000 millones de dólares. Adicionalmente, y con relación al uso de reservas excedentes, se destaca en enero de 2011 la integración del Fondo de Desendeudamiento Argentino por US\$ 7.504 millones, destinado a la cancelación de los servicios de la deuda pública con tenedores privados correspondientes al Ejercicio Fiscal 2011, y en marzo, el destinado a pagos a organismos internacionales por US\$ 2.121 millones.

En materia de financiamiento al sector privado, durante el año 2011 se evidenció un elevado crecimiento de los préstamos otorgados (aproximadamente 48% comparado con 2010) Las tasas de interés en el mercado local por préstamos al sector privado no financiero aumentaron en promedio levemente durante 2011, con marcado incremento en los últimos tres meses del año, todo ello comparado con las tasas vigentes durante el año 2010.

De acuerdo a estimaciones preliminares del INDEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos), tanto las exportaciones como las importaciones mostraron crecimientos durante el período de 12 meses finalizado el 31 de Diciembre del año 2011, con relación al mismo período de 2010, siendo el saldo del balance comercial, de acuerdo a estimaciones preliminares, aproximadamente un 11% inferior en 2011 respecto al mismo período de 2010. En términos de exportaciones, fueron impulsadas fundamentalmente por las manufacturas de origen agropecuario e industrial, mientras que por otro lado, en términos de importaciones, se destacan incrementos en compras de combustibles, maquinaria, autopartes y otros insumos industriales, los cuales tienen en gran medida el objetivo de abastecer la evolución de la producción industrial y el mayor gasto en inversiones.

De acuerdo al BCRA, durante el año 2011, los ingresos y gastos públicos crecieron a una tasa promedio del 32% y 25%, respectivamente, en comparación con 2010. En consecuencia, según los datos preliminares, el resultado primario consolidado de la administración pública se estima que seguirá siendo positivo para el año 2011. En 2012, los ingresos fiscales nacionales se esperan que continúen creciendo en línea con la evolución esperada de la actividad económica y los flujos de la actividad comercial, mientras que para el gasto primario se prevé una desaceleración de su ritmo de expansión, debido principalmente a la eliminación parcial y gradual de los subsidios por parte del Estado Nacional. Dentro de este contexto, durante el mes de Febrero de 2012 la Compañía fue notificada por la Secretaría de Energía de la eliminación temporal de los programas Petróleo Plus y Refino Plus, los cuales fueron creados con el objetivo incentivar la producción de gasoil y naftas y la producción de petróleo y el incremento de reservas a través de nuevas inversiones en exploración y producción.





Conforme la situación económica internacional y tal como surge de lo mencionado en párrafos precedentes, las publicaciones realizadas por diferentes organismos revelan estimaciones de crecimiento en la economía argentina para el año 2012, no obstante continuar sujeta al riesgo de ser afectada por factores endógenos y exógenos, tales como la consolidación del crecimiento económico y estabilidad financiera en países desarrollados y el comportamiento de los precios de las materias primas, todo lo cual tendría los consiguientes efectos sobre todas las variables macroeconómicas tales como recaudación fiscal, desempleo y balanza comercial, entre otros.

## **COMPARACIÓN DE RESULTADOS**

### **AÑO 2011 VS. AÑO 2010**

Las ventas netas en 2011 fueron de \$ 56.697 millones, lo que representa un aumento del 28,4% en comparación con la suma de \$ 44.162 millones en 2010. Este aumento se debió entre otros al incremento en los volúmenes vendidos en prácticamente la totalidad de nuestras naftas y gas oil, a la adecuación de los precios promedio obtenidos por la Sociedad en el mercado interno para el gas oil y las naftas, como así también como consecuencia de la recuperación en el precio internacional de referencia del petróleo crudo (el barril de crudo Brent subió alrededor del 40% en su promedio del año 2011 respecto al año anterior), lo cual tiene su impacto en los precios de ciertos productos vendidos en el mercado doméstico, tales como el fuel oil y algunos petroquímicos, entre otros. Adicionalmente, y tal como se menciona en párrafos precedentes, los ingresos correspondientes al año 2011 se vieron afectados negativamente por la suspensión temporal del programa Petróleo Plus, el cual ha sido aplicado con efecto retroactivo, lo cual determina un impacto en términos comparativos contra el año 2010 de aproximadamente US\$355 millones.

El costo de ventas en 2011 fue de \$ 41.932 millones, en comparación con los \$ 29.899 millones en 2010, lo que representa un aumento del 40,2%. Este incremento se debió, por una parte, al aumento en el importe de las compras de crudo a otros productores, el cual estuvo motivado principalmente en los mayores volúmenes comprados para reemplazar parcialmente los menores volúmenes producidos, especialmente debido a los conflictos gremiales acontecidos en las provincias de Santa Cruz y Chubut que afectaron el normal desarrollo de las actividades de la Sociedad durante el segundo trimestre de 2011, como asimismo en los mayores precios pagados (aproximadamente 22% medidos en pesos) fundamentalmente como consecuencia de los ajustes de precios entre los productores y refinadores locales atento a la evolución del mercado, y en menor medida, teniendo en cuenta el efecto del incremento en el tipo de cambio, ya que los mismos son fijados en dólares. Por otra parte, también se realizaron mayores importaciones de gas oil de bajo contenido de azufre destinado a la elaboración de nuestro gas oil Premium y de gas oil automotor común, todo ello para cumplir con los mayores volúmenes demandados de estos productos en el mercado local y permitir asimismo cumplir con los requerimientos regulatorios vigentes en la materia. Cabe destacar también que en 2011 se incrementaron los precios y volúmenes de las compras de biocombustibles (especialmente de biodiesel y bioetanol) para incorporar a nuestros combustibles líquidos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes. En cuanto a los costos de producción, cabe mencionar que se han registrado aumentos, entre otros, en las regalías de crudo, por una mayor valorización en boca de pozo de los volúmenes producidos, aunque esto fue sólo parcialmente compensado por los menores volúmenes de crudo producidos atento a lo mencionado en el párrafo precedente,



como así también incrementos en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios e incrementos en costos salariales, todo ello como consecuencia de las negociaciones con las respectivas entidades de representación gremial y en línea con la evolución general de la economía, según se menciona en párrafos precedentes, todo lo cual afecta el costo de producción del crudo.

Los gastos de administración correspondientes a 2011 presentan un aumento de \$ 476 millones (33%) frente al año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2011, como así también debido a mayores cargos por honorarios y retribuciones por servicios, especialmente vinculados a contrataciones de servicios informáticos y licencias por uso de software, todo ello consecuentemente con los incrementos de precios generales en la economía y a partir, entre otros, de la evolución de crecimiento de la misma.

Los gastos de comercialización en 2011 ascendieron a \$ 3.723 millones, comparados con \$ 3.015 millones en 2010, lo que representa un incremento del 23,5%, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculado principalmente a las mayores ventas de combustibles en el mercado interno, como así también por el incremento en las tarifas correspondientes a partir del incremento de precios generales en la economía, ambos efectos ya mencionados precedentemente. También afectan a este rubro los incrementos salariales acordados y los mayores cargos por publicidad y actividades promocionales.

Los gastos de exploración en 2011 tuvieron un incremento de \$ 230 millones frente al año anterior, fundamentalmente como resultado de la actividad exploratoria desarrollada en la cuenca de Malvinas en el presente año.

Los efectos mencionados determinaron que la utilidad operativa en 2011 alcance los \$ 8.563 millones, en comparación con los \$ 9.475 millones correspondientes al año 2010, siendo los márgenes operativos (utilidad operativa dividida por ventas netas) del 15,1% y 21,5%, respectivamente y para los años mencionados.

Los resultados financieros y por tenencia correspondientes al año 2011 fueron negativos en \$ 347 millones, en comparación con los \$ 379 millones negativos correspondientes al año 2010. Esta variación se produjo fundamentalmente como consecuencia de los resultados por tenencia de bienes de cambio positivos durante el año 2011 y frente a los menores resultados que se produjeran en igual período de 2010, todo ello sobre la base de los mayores costos de producción que impactan en el valor de los stocks (y consecuentemente luego en el costo de ventas) de la Sociedad, todo lo cual se vio sólo parcialmente compensado por una mayor incidencia, comparando ambos períodos, de las diferencias de cambio negativas provocadas por la devaluación del peso respecto al dólar, teniendo en cuenta la posición financiera neta pasiva de la Sociedad en dicha moneda.

El cargo por impuesto a las ganancias en el año 2011 alcanzó los \$ 2.950 millones, respecto de los \$ 3.230 millones correspondientes al año 2010, como lógica consecuencia de un menor resultado antes de impuesto en razón de las causas mencionadas en párrafos anteriores. Como consecuencia de la registración del pasivo por impuesto diferido originado en el ajuste por inflación, todo ello de acuerdo a las normas contables vigentes, la tasa efectiva de impuesto a



las ganancias (impuesto a las ganancias dividido el resultado antes de impuesto a las ganancias) se aproxima a la tasa nominal (35%), no obstante ser los pagos efectivamente realizados superiores a esta última a partir de la imposibilidad legal de deducir impositivamente la amortización correspondiente al ajuste por inflación de los bienes de uso.

En base a todo lo anterior, la utilidad neta correspondiente al año 2011 fue de \$ 5.296 millones, en comparación con \$ 5.790 millones para el año 2010, lo que representa una disminución del 8,5%.

## **CUARTO TRIMESTRE 2011 VS. CUARTO TRIMESTRE 2010**

### **1.1. Exploración y Producción**

La producción total de crudo en el cuarto trimestre de 2011 fue un 6,9% superior a la producción registrada en el mismo trimestre de 2010, debido a que en el mes de diciembre de 2010, las operaciones de la Sociedad en la provincias de Santa Cruz y Chubut, se habían visto afectadas por las huelgas que directa o indirectamente habían impactado a la actividad y, por lo tanto, los resultados y márgenes operativos para esta Unidad de Negocios en ese período. Fundamentalmente como consecuencia de los mencionados conflictos, el volumen transferido entre segmentos fue un 5,5% superior durante el último trimestre de 2011, comparado contra el mismo período de 2010.

Si bien la cotización del crudo de referencia, el Brent, se incrementó aproximadamente un 26% en el cuarto trimestre de 2011 en comparación con el mismo período de 2010, como consecuencia de las negociaciones entre productores y refinadores en el mercado nacional el precio intersegmento medido en dólares correspondiente al cuarto trimestre de 2011 se incrementó un 23,8% (aproximadamente 33% medido en pesos) con relación al mismo período del año anterior, reflejando en consecuencia los resultados de dichas negociaciones.

En términos de gas natural, la Sociedad, al igual que en el cuarto trimestre del año anterior, ha continuado con su aporte a la satisfacción de la demanda doméstica, destacándose la correspondiente a los segmentos residencial y de usinas y habiendo despachado en el presente trimestre volúmenes similares a los del mismo período del año anterior para el mencionado segmento residencial y levemente superiores en el caso de usinas y algunas industrias. En materia de precios, se observa una parcial recomposición de los mismos fundamentalmente en el segmento de industrias en el mercado argentino, especialmente en las ventas a nuestra compañía participada MEGA, cuyo contrato se rige por la cotización de parámetros internacionales, que acompañaron la evolución del precio internacional del crudo comentada anteriormente.

Adicionalmente, y tal como se menciona en párrafos precedentes, los ingresos correspondientes al año 2011 se vieron afectados negativamente por la suspensión temporal del programa Petróleo Plus, el cual ha sido aplicado con efecto retroactivo, lo cual determina un impacto en términos comparativos contra el último trimestre del año 2010 de aproximadamente US\$223 millones.



Teniendo en consideración los efectos mencionados en los párrafos precedentes, como así también otros efectos menores, los ingresos netos de crudo y gas natural se incrementaron durante el cuarto trimestre de 2011 un 19,0% con relación al mismo período del año anterior.

En términos de gastos se presentan, entre otros, incrementos en los rubros de contrataciones de obras y servicios de reparación y mantenimiento a partir de la evolución de las tarifas como consecuencia de la evolución de la economía y los ajustes salariales acordados con diversos sindicatos, así como también en las amortizaciones, por los mayores volúmenes producidos respecto al mismo período del año anterior, y en las regalías de petróleo, principalmente por la mayor valorización en boca de pozo del mismo, además del mayor volumen producido.

Los gastos de exploración no tuvieron una variación significativa respecto del importe registrado en el cuarto trimestre del año anterior, continuando la Sociedad con los lineamientos previstos dentro del Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014 que YPF puso en marcha a finales de 2009, principalmente en los proyectos vinculados a recursos no convencionales como shale oil, shale gas y tight gas.

Lo antes mencionado determinó un resultado operativo aportado por el segmento Exploración y Producción de \$ 891 millones para el cuarto trimestre de 2011 frente a la utilidad de \$ 1.063 millones correspondiente al cuarto trimestre del año 2010.

## **1.2. Refino y Marketing**

En el cuarto trimestre de 2011, el segmento de Refino y Marketing registró una ganancia operativa de \$ 588 millones en comparación con la ganancia de \$ 591 millones registrada en igual período del año anterior. Entre los diferentes aspectos, favorables y desfavorables, que afectaron los resultados, se destacan los siguientes:

- Mayores volúmenes vendidos en el mercado interno de las líneas premium de gas oil (Eurodiesel) y de naftas (N-Premium), como así también mejores precios de los combustibles comercializados en el cuarto trimestre de 2011, comparado con el cuarto trimestre de 2010, y teniendo en cuenta asimismo dentro de esto último la recuperación en el precio internacional del crudo (alrededor del 26% respecto al promedio del cuarto trimestre de 2010 si se considera la cotización del barril del Brent), con su consiguiente efecto en los precios de ciertos productos vendidos en el mercado doméstico, tales como el fuel oil, y el propileno, entre otros, los cuales siguen de esta manera la tendencia mencionada respecto al Brent.
- Mayores costos en las compras de crudo, lo cual se encuentra principalmente motivado por las renegociaciones de precios entre productores y por el incremento en el precio del crudo expresado en pesos a partir de la leve devaluación del peso frente al dólar entre ambos períodos, tal como se menciona en párrafos anteriores. De esta manera, el precio de compra de crudo al segmento de Exploración y Producción, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 33% en el cuarto trimestre de 2011 respecto a igual período de 2010 y el precio de compra a otros productores de crudo se incrementó aproximadamente un 32% en igual comparación.



- Mayores precios pagados en las importaciones de gas oil de bajo azufre destinado a la elaboración de nuestro gas oil Premium, cuyos precios están ligados fundamentalmente a la evolución de la cotización internacional del crudo, y mayores volúmenes importados de este producto, todo ello para cumplir con los mayores volúmenes demandados de estos productos en el mercado local.
- Se incrementaron los precios y volúmenes de las compras de biocombustibles (especialmente de biodiesel) durante el cuarto trimestre de 2011, a fin de proveer al mercado combustibles con las especificaciones necesarias a raíz de la entrada en vigor de los requerimientos establecidos por la ley N°26.093, en el transcurso del año 2010.
- En relación a los costos de producción, se observa durante el cuarto trimestre de 2011 un leve aumento en los costos de los suministros de energía eléctrica, agua y vapor, como así también en las tarifas de transporte de crudo y materias primas y uso de instalaciones portuarias y en las tarifas de servicios contratados para reparación y mantenimiento de nuestras refinerías, los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de la economía, según se menciona precedentemente. Adicionalmente, también han tenido incidencia en los costos de producción los incrementos salariales que ya fueron anteriormente comentados. Como consecuencia de todo esto, el costo de refinación se incrementó en el cuarto trimestre de 2011 en aproximadamente un 15% en comparación con el mismo trimestre del año 2010, siendo el actual de aproximadamente \$ 24,2 por barril, y manteniéndose en niveles similares a los registrados en el trimestre anterior de 2011.

Durante el cuarto trimestre de 2011 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, considerando asimismo los volúmenes procesados por Refinería del Norte S.A. ("Refinor"), sociedad bajo control conjunto, fue de 272 mil barriles diarios de petróleo, lo cual representó una disminución de aproximadamente 7,5% respecto del nivel observado en el cuarto trimestre de 2010, todo ello motivado fundamentalmente por 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.

### **1.3. Química**

Los resultados operativos del cuarto trimestre de 2011 ascendieron a \$ 416 millones, \$ 127 millones superiores a los del cuarto trimestre de 2010.

Estos mayores resultados se deben a una conjunción de factores, que se comentan a continuación. En primer lugar, se observa una recuperación de los precios de algunos productos comercializados en el mercado local, como el metanol y los productos aromáticos (benceno-tolueno-xileno), y también mayores volúmenes vendidos en este mercado, especialmente de metanol. Cabe destacar también que se han observado mejores precios internacionales de todos los productos exportados, en especial de refinado parafínico liviano. Otro factor positivo han sido los mayores precios de transferencia, percibidos por las ventas a Refino, de bases octánicas y metanol, utilizados en la elaboración de combustibles líquidos. Todo ello se vio atenuado parcialmente por los mayores precios de las compras de nafta virgen y otros refinados



a la unidad de negocios de Refino, los cuales son utilizados como materias primas en la producción de aromáticos. Asimismo, el efecto positivo neto de todos los factores hasta aquí descritos se vio fortalecido por un mejor resultado obtenido de nuestra participación en Profertil, con respecto al obtenido en el mismo período del año anterior, motivado en los mejores precios promedio de venta de fertilizantes, tanto en el mercado local como en el externo, aunque compensado parcialmente por menores volúmenes de urea comercializados en el mercado local, lo cual se refleja consecuentemente en los mayores ingresos obtenidos por esta compañía.

#### **1.4. Administración Central y Otros**

En el cuarto trimestre de 2011 la pérdida operativa del segmento Administración Central y Otros ascendió a \$ 441 millones, \$ 224 millones superior a la del cuarto trimestre de 2010. Se presentaron mayores costos, producto fundamentalmente de los incrementos en salarios y cargos asociados a licencias y servicios informáticos contratados. Adicionalmente, el resultado del cuarto trimestre de 2011 se vio afectado por los menores ingresos vinculados a servicios de apoyo, fundamentalmente en materia informática, reconocidos durante el año 2010 y que fueran brindados a sociedades relacionadas. Asimismo, en cuanto a los resultados obtenidos por nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A., en comparación con el mismo trimestre del año 2010, cabe mencionar que los mismos disminuyeron debido a los menores márgenes operativos registrados en sus actividades de montaje de obras y servicios.



## 2. Síntesis de la Estructura Patrimonial

Balances Generales Consolidados al 31 de Diciembre de 2011, 2010, 2009, 2008 y 2007.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/11</u>	<u>31/12/10</u>	<u>31/12/09<sup>(1)</sup></u>	<u>31/12/08<sup>(1)</sup></u>	<u>31/12/07</u>
<b>Activo</b>					
Activo Corriente	14.098	12.803	10.532	9.228	11.020
Activo No Corriente	41.301	33.786	29.215	29.190	27.082
<b>Total del Activo</b>	<b><u>55.399</u></b>	<b><u>46.589</u></b>	<b><u>39.747</u></b>	<b><u>38.418</u></b>	<b><u>38.102</u></b>
<b>Pasivo</b>					
Pasivo Corriente	21.805	17.102	12.618	11.986	6.939
Pasivo No Corriente	14.859	10.447	9.428	7.459	5.103
<b>Total del Pasivo</b>	<b><u>36.664</u></b>	<b><u>27.549</u></b>	<b><u>22.046</u></b>	<b><u>19.445</u></b>	<b><u>12.042</u></b>
<b>Patrimonio Neto</b>	<b><u>18.735</u></b>	<b><u>19.040</u></b>	<b><u>17.701</u></b>	<b><u>18.973</u></b>	<b><u>26.060</u></b>
<b>Total del Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b><u>55.399</u></b>	<b><u>46.589</u></b>	<b><u>39.747</u></b>	<b><u>38.418</u></b>	<b><u>38.102</u></b>

(1) Incluye la adecuación de los saldos como consecuencia de la adopción de la Resolución 576/2010 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), en relación al reconocimiento del pasivo por impuesto diferido sobre el ajuste por inflación de los bienes de uso, tal como se detalla en la Nota 1.b a los estados contables básicos al 31 de diciembre de 2011.

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190



### 3. Síntesis de la Estructura de Resultados

Estados de Resultados Consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de 2011, 2010, 2009, 2008 y 2007.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	31/12/11	31/12/10	31/12/09 <sup>(1)</sup>	31/12/08 <sup>(1)</sup>	31/12/07
Ventas Netas	56.697	44.162	34.320	34.875	29.104
Costo de Ventas	(41.932)	(29.899)	(23.177)	(24.013)	(19.000)
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>14.765</b>	<b>14.263</b>	<b>11.143</b>	<b>10.862</b>	<b>10.104</b>
Gastos de Administración	(1.905)	(1.429)	(1.102)	(1.053)	(805)
Gastos de Comercialización	(3.723)	(3.015)	(2.490)	(2.460)	(2.120)
Gastos de Exploración	(574)	(344)	(552)	(684)	(522)
<b>Utilidad Operativa</b>	<b>8.563</b>	<b>9.475</b>	<b>6.999</b>	<b>6.665</b>	<b>6.657</b>
Resultado de Inversiones No Corrientes	92	79	(9)	97	34
Otros Egresos Netos	(62)	(155)	159	(376)	(439)
Resultados Financieros y por Tenencia	(347)	(379)	(1.242)	(174)	518
Resultado por reversión de desvalorización de Otros Activos	-	-	-	-	69
Resultado por la Venta de Inversiones No Corrientes	-	-	-	-	5
<b>Utilidad Neta antes de Impuesto a las Ganancias</b>	<b>8.246</b>	<b>9.020</b>	<b>5.907</b>	<b>6.212</b>	<b>6.844</b>
Impuesto a las Ganancias	(2.950)	(3.230)	(2.218)	(2.311)	(2.758)
<b>Utilidad Neta</b>	<b>5.296</b>	<b>5.790</b>	<b>3.689</b>	<b>3.901</b>	<b>4.086</b>

(1) Incluye la adecuación de los saldos como consecuencia de la adopción de la Resolución 576/2010 de la CNV, en relación al reconocimiento del pasivo por impuesto diferido sobre el ajuste por inflación de los bienes de uso, tal como se detalla en la Nota 1.b a los estados contables básicos al 31 de diciembre de 2011.

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 223 - Fº 190





#### 4. Datos Estadísticos

	Unidad	Ene/ Dic 2011	Ene/ Dic 2010	Ene/ Dic 2009	Ene/ Dic 2008	Ene/ Dic 2007
Producción de Crudo (incluye GNL)	mbd	273	293	302	313	329
Producción neta de gas natural	Mpcd	1.208	1.346	1.460	1.658	1.740
Entregas de crudo a terceros	mbd	5	6	6	12	14
Entregas de gas natural	Mpcd	1.115	1.180	1.356	1.502	1.660
Crudo procesado	bd	289.813	303.929	310.404	328.069	333.824
<b><u>Subproductos Vendidos</u></b>						
Motonaftas	bd	67.924	61.835	64.385	61.032	63.617
Gas Oil	bd	150.917	142.662	137.746	151.382	148.898
JP1 y Kerosén	bd	16.580	17.015	16.456	16.134	16.145
Fuel Oil	bd	15.514	24.570	24.861	37.836	38.585
GLP	bd	23.479	23.476	25.603	25.735	24.668
Otros (1)	bd	98.953	93.669	85.613	88.404	76.649
<b>TOTAL</b>	<b>bd</b>	<b>373.367</b>	<b>363.227</b>	<b>354.664</b>	<b>380.523</b>	<b>368.562</b>
<b>CRUDO VENDIDO</b>						
En el mercado local	mbd	4	4	4	5	7
En el exterior	mbd	1	2	2	7	7
<b>SUBPRODUCTOS VENDIDOS</b>						
En el mercado local	mbd	321	303	288	294	276
En el exterior	mbd	52	60	67	87	92
<b>TOTAL CRUDO Y SUBPRODUCTOS VENDIDOS</b>	<b>mbd</b>	<b>378</b>	<b>369</b>	<b>361</b>	<b>393</b>	<b>382</b>
<b>FERTILIZANTES</b>						
Urea	Tnd	1.132	1.104	814	861	781
Otros	Tnd	423	321	256	379	219
<b>TOTAL FERTILIZANTES VENDIDOS EN EL MERCADO LOCAL</b>	<b>Tnd</b>	<b>1.555</b>	<b>1.425</b>	<b>1.070</b>	<b>1.240</b>	<b>1.000</b>
Urea	Tnd	204	162	558	303	386
Otros	Tnd	74	16	17	50	58
<b>TOTAL FERTILIZANTES VENDIDOS EN EL MERCADO EXTERIOR</b>	<b>Tnd</b>	<b>278</b>	<b>178</b>	<b>575</b>	<b>353</b>	<b>444</b>

(1) Incluye principalmente: carbón de petróleo, petroquímicos, nafta virgen, propileno, lubricantes y derivados.



## 5. Índices

	31/12/11	31/12/10	31/12/09 <sup>(1)</sup>	31/12/08 <sup>(1)</sup>	31/12/07
Liquidez corriente (Activo Corriente sobre Pasivo Corriente)	0,647	0,749	0,835	0,770	1,588
Solvencia (Patrimonio Neto sobre Pasivo Total)	0,511	0,691	0,803	0,976	2,164
Inmovilizado del Capital (Activo no Corriente sobre Activo Total)	0,746	0,725	0,735	0,760	0,711
Rentabilidad (Utilidad Neta sobre Patrimonio neto promedio)	0,280	0,315	0,201	0,173	0,162

- (1) Incluye la adecuación de los saldos como consecuencia de la adopción de la Resolución 576/2010 de la CNV, en relación al reconocimiento del pasivo por impuesto diferido sobre el ajuste por inflación de los bienes de uso, tal como se detalla en la Nota 1.b a los estados contables básicos al 31 de diciembre de 2011.

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190



## **6. Avance en el cumplimiento del plan de implementación de las NIIF**

Durante el año 2009 la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) aprobó mediante la Resolución General 562/09 la adopción de las NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera) como normas de presentación de estados contables en forma obligatoria a partir del 1 de enero de 2012. Con fecha 14 de abril de 2010 el Directorio de la Sociedad aprobó el Plan de Implementación Específico de las NIIF. Dentro de este contexto, la Sociedad ha finalizado la evaluación de los impactos que la adopción de las normas mencionadas tiene en sus estados contables, todo lo cual se presenta en la nota 11 a los estados contables de YPF S.A. Adicionalmente, la Sociedad ha finalizado el desarrollo e implementación de las adaptaciones necesarias en sus sistemas de información, todo lo cual permitirá reportar conforme los requerimientos establecidos por las NIIF.

En base a lo mencionado precedentemente, el Directorio no ha tomado conocimiento de ninguna circunstancia que requiera modificaciones al referido plan o que indique un eventual desvío respecto a alcanzar el objetivo y como tal presentar la información bajo NIIF según los plazos establecidos por la CNV.

## **7. Perspectivas**

La situación macroeconómica mundial no cesa, desde hace un período considerable, en cuanto a su amenaza continua de desestabilizar las principales variables que afectan el comercio internacional, y especialmente a partir de la situación que viven ciertas economías avanzadas, y según se menciona en párrafos precedentes. Los principales organismos de análisis macroeconómicos internacionales continúan precavidos en cuanto a las expectativas de crecimiento, manteniendo alertas respecto a las consecuencias que supondrán, tanto en el caso de que se tomen como asimismo que se dilaten en el tiempo, las medidas que aquellos países seriamente afectados por la crisis económico-financiera, fundamentalmente en la zona del euro, adoptarían.

Dentro del contexto mencionado precedentemente, lo cual no obstante representar un elemento desafiante en la gestión operativa de la Sociedad, atento fundamentalmente a los efectos en los flujos financieros, su disponibilidad y costo asociado para financiar el crecimiento y/o la inversión, y considerando asimismo el crecimiento estimado de la economía argentina, continuamos con el proceso de inversión y eficientización de nuestras actividades, tendiente a afianzar el objetivo de contribuir y acompañar en la mayor medida posible el proceso que viene recorriendo la Argentina, focalizándonos de esta forma no sólo en el corto plazo, sino fundamentalmente en los objetivos de mediano y largo plazo, teniendo en cuenta la creciente demanda de energía del país. Asimismo, dentro del proceso de visualización de oportunidades en el exterior que iniciáramos recientemente, y con el objetivo de permitirnos incorporar activos en otras latitudes, buscando incrementar el valor de la Sociedad, hemos participado activamente en Chile y Colombia, lo que entendemos nos brindará una posición relativa adecuada para iniciar nuevas actividades en el exterior en materia de Upstream.

Es de destacar, y con relación al valor que el mercado asigna a la Sociedad, que durante el primer semestre del corriente año nuestro accionista con participación mayoritaria ha vendido en el mercado parte de su participación en la Sociedad y, de acuerdo a los resultados de dichas



operaciones, se ha observado un importante interés por las acciones de la misma, lo cual podría considerarse como una reafirmación de la confianza que el mercado continúa depositando en la misma y las expectativas a futuro.

En materia de financiamiento durante el corriente año hemos finalizado exitosamente la colocación de obligaciones negociables en el mercado doméstico, manifestándose nuevamente de esta forma la confianza de los inversores en la Sociedad. Adicionalmente, parte de nuestros esfuerzos continúan enfocados a la optimización de nuestra estructura de financiamiento, atento a nuestra situación de liquidez corriente actual, todo lo cual facilitará la gestión de la Sociedad especialmente en cuanto al cumplimiento del plan estratégico de la misma, permitiéndonos continuar contribuyendo a satisfacer la demanda creciente de la Argentina en materia energética.

En términos de Exploración y Producción, la Sociedad continúa con su esfuerzo tendiente a aumentar los factores de recuperación en los yacimientos maduros mediante perforaciones de tipo infill drilling (búsqueda de petróleo remanente en el reservorio a través de nuevas perforaciones entre pozos existentes) y la recuperación secundaria y terciaria, buscando lograr a través de esto último y de otras iniciativas resultados satisfactorios de acuerdo al objetivo antes mencionado, no obstante y dadas las características propias de la actividad con su riesgo asociado, no poder garantizar el éxito de los mismos.

Asimismo, y dentro de unos de nuestros principales focos de actuación, continuamos con la labor realizada hasta la fecha en materia de exploración de recursos no convencionales, lo cual nos ha brindado resultados positivos en nuestra corta experiencia, tales como resultaron ser las perforaciones verticales realizadas en la zona Loma La Lata Norte (la cual incluye el norte de Loma La Lata y Loma Campana, en adelante “LLL Norte”), provincia de Neuquén, todos ellos con producciones iniciales de entre 200 y 600 barriles de petróleo equivalentes por día (bpe/d), y 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 muestran producciones de 400 bpe/d, de 35 API, tras realizar cuatro fracturas hidráulicas esto último, todo ello sumado a los resultados anunciados durante 2011 en el área Bajada de Añelo. El objetivo primario de las inversiones comprendidas bajo este proyecto es comprobar la productividad de la roca madre Vaca Muerta como reservorio no convencional de hidrocarburos líquidos, usando tecnología de punta como microsísmica y estimulación hidráulica masiva. Los resultados positivos obtenidos hasta la fecha, a partir de las perforaciones realizadas, alientan a continuar con el plan exploratorio previsto para la formación mencionada para el año 2012.

Adicionalmente, durante el año 2011 hemos acordado con el Gobierno de la provincia de Mendoza 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, lo cual prevé un compromiso de erogar más de 4.100 millones de dólares durante el plazo previsto en el acuerdo, manifestando de esta forma nuestra firme intención de continuar invirtiendo en las potencialidades que ofrece la Argentina, contribuyendo de esta forma al desarrollo energético y económico. Dentro de la provincia mencionada, en el bloque Chachahuen, perteneciente a la cuenca Neuquina en la provincia de Mendoza, y en materia de descubrimiento de petróleo convencional, los resultados preliminares en los test de producción arrojaron caudales de entre 200 a 315 barriles de petróleo por día (bp/d) de densidad media (24° API).



Asimismo, y luego del éxito en la implementación del proyecto de regasificación de gas natural licuado en Bahía Blanca, a partir de la iniciativa del Gobierno Argentino tendiente a buscar las alternativas disponibles que permitan satisfacer la creciente demanda de gas del mercado doméstico, en particular en las cercanías del anillo de distribución de Buenos Aires, donde se concentra el principal centro de consumo del país, y de lo cual también fuéramos partícipes, YPF y Energía Argentina S.A. ("ENARSA") han desarrollado una nueva inversión, la cual ha implicado la aplicación de ingeniería compleja, con la construcción de un nuevo puerto, cediéndole aguas al río, acondicionado para recibir un barco regasificador en la localidad de Escobar, próximo a la Capital Federal. La operación de este nuevo servicio de regasificación, el cual entró en funcionamiento durante el mes de mayo del corriente año, está a cargo de YPF, mientras que las operaciones de compra y venta del producto son realizadas por ENARSA.

Atento a nuestro objetivo de satisfacer la demanda local de combustibles dentro de nuestras máximas posibilidades, es nuestra intención continuar mejorando la eficiencia de producción y de costos, buscando la optimización permanente de nuestros activos de refino a fin de aumentar su capacidad, aumentar su flexibilidad respecto a la obtención de los productos que son resultado del proceso de refinación, continuar adaptando nuestras refinerías a las nuevas normas de bajo contenido de azufre, y desarrollar nuestros activos y redes logísticas para satisfacer el crecimiento continuado esperado de la demanda. Dentro de este contexto hemos avanzado, entre otros, con:

- d) La construcción de la Planta de Reformado Catalítico Continuo (CCR) en nuestro Complejo Industrial La Plata, que se estima implicará una inversión final superior a US\$ 340 millones y que permitirá realizar procesos químicos de reformado de naftas a base de catalizadores, dando en consecuencia mejoras en términos de productividad, seguridad industrial y cuidado del medio ambiente;
- e) La inversión en unidades de hidrot ratamiento de gasoil (HTG "B" en La Plata, y HDS II en Luján de Cuyo) y nafta (HTN II en Luján de Cuyo) para mejorar aún más la calidad de las naftas y gasoil que producen nuestras refinerías, que permitirán satisfacer los objetivos enunciados previamente, incorporando asimismo gradualmente al mercado productos de alta gama en un todo acorde a la evolución tecnológica asociada, contribuyendo también a partir de todo ello al empleo de personal a partir de los requerimientos de los proyectos bajo cartera;
- f) Construcción de un nuevo horno en la refinería de La Plata, cuyo objetivo es no sólo reemplazar la unidad anterior de antigua data, sino también y fundamentalmente incrementar la capacidad en un 30%, aumentando la tasa de utilización de la refinería y en consecuencia la producción de combustibles.

Asimismo, dentro del contexto antes mencionado, recientemente pusimos en marcha la Planta YPF Minero Valles, ubicada en Güemes, provincia de Salta, la cual abastecerá los proyectos mineros y minas en operación en Salta, Jujuy, Catamarca y Santiago del Estero. De esta forma, se afianza nuestro compromiso de estar más cerca de nuestros clientes mejorando la calidad de atención mediante la implementación de una logística exclusiva y focalizada, dado el difícil acceso a las zonas de desarrollo de estas actividades.

En materia de servicios a la minería y al agro, continuamos con nuestra focalización en dichas actividades, tendiente a ser partícipes y motores de dos de los vectores de crecimiento de la economía argentina. En este orden, durante 2011 inauguramos en la ciudad salteña de Güemes un nuevo establecimiento de nuestra red YPF DIRECTO, orientado a satisfacer las



necesidades del sector industrial y minero de las provincias de Salta, Jujuy y Catamarca. Entre sus productos cuenta con gasoil minero, un combustible exclusivo de YPF óptimo para su utilización en zonas donde por efectos de altitud o latitud la temperatura ambiente es muy baja. Adicionalmente, durante el año 2011 realizamos la apertura de la base de Tres Arroyos, ubicada en una zona característica por el cultivo de cebada y trigo, y atendiendo la zona de los partidos de Tres Arroyos, San Cayetano y Gonzales Chaves en la Provincia de Buenos Aires.

Dentro de la actividad antes mencionada, y reafirmando nuestra intención según se indica previamente, participamos en el VIII Congreso Internacional de Agronegocios, organizado en forma conjunta por la Facultad de Agronomía de la UBA y el PENSA (Programa de Estudios del Sistema Agroalimentario) de la Universidad de Sao Paulo, Brasil. Asimismo, ha finalizado la primera edición del Posgrado en Agronegocios y Alimentos que realizamos en convenio con la Facultad de Agronomía de la UBA. Tanto el Posgrado como el Programa en Agronegocios y Alimentos se orientan a brindar las competencias necesarias para la gestión competitiva del sector de los agronegocios y así potenciar los negocios de YPF en el creciente mercado del agro.

Adicionalmente, durante el corriente año pusimos en marcha el proyecto de recuperación de gases de antorcha del Complejo Industrial La Plata, el cual fue registrado dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de las Naciones Unidas en Diciembre pasado, lo que nos permitirá acceder a 190.000 certificados de reducción de emisiones, equivalentes a aproximadamente 1,9 millones de euros por año. Se trata del primer proyecto MDL de recuperación de gas de antorcha en refinería en el mundo. En este orden, han sido aprobados y completados la instalación de dos sistemas de recuperación de gases a mecheros en la Refinería La Plata para aprovechar en hornos y calderas el gas que se quemaba en antorchas. La inversión realizada tiene por objetivo generar un ahorro de combustible en la refinería y reducir las emisiones a la atmósfera del gas efecto invernadero, contemplado en el Protocolo de Kyoto, además de mejorar la imagen del complejo industrial. Adicionalmente, y dentro de esta temática, realizamos actualmente los esfuerzos e inversiones necesarias con el objetivo de obtener la aprobación por parte de las Naciones Unidas para un proyecto de similares características para nuestra refinería de Luján de Cuyo.

Dentro de nuestro objetivo de cuidado y mejora del medioambiente, recientemente lanzamos al mercado un nuevo combustible cuyo objetivo apunta a mejorar la calidad de los combustibles de uso masivo, para incrementar la calidad del aire de los grandes centros urbanos y promover el cuidado por el medio ambiente. El combustible mencionado posee menos azufre que el gasoil común (con un máximo de 500 partes por millón) y optimiza el rendimiento de los motores, adelantándonos de esta forma a las disposiciones de la Secretaría de Energía, que obliga a todas las petroleras a ofrecer un gasoil de mayor calidad desde el 1° de julio de este año en ciertas localidades de la Argentina.

Finalmente, durante el segundo trimestre de 2011 inauguramos en la localidad de Tigre, provincia de Buenos Aires, la estación de servicio más moderna de Latinoamérica, todo ello dentro del concepto de eficiencia energética y cuidado del medioambiente.



## 8. Cotización de las acciones de YPF S.A.

	COTIZACIÓN DE CIERRE							
	Bolsa de Buenos Aires en PESOS por acción				Bolsa de Nueva York en DOLARES por acción			
	2010	2009	2008	2007	2010	2009	2008	2007
Cotización del último día de enero	164,00	151,50	122,00	146,00	41,74	43,50	37,99	48,19
Cotización del último día de febrero	159,00	109,00	130,00	135,10	41,05	29,00	39,75	43,77
Cotización del último día de marzo	170,00	93,00	142,00	130,00	43,50	24,90	43,90	42,19
Cotización del último día de abril	170,00	108,00	140,80	129,50	44,63	28,52	43,82	42,37
Cotización del último día de mayo	140,00	132,00	154,50	130,50	35,80	34,30	47,60	42,51
Cotización del último día de junio	155,00	120,00	153,00	139,00	38,91	30,55	47,66	45,20
Cotización del último día de julio	155,00	139,00	147,00	138,50	40,63	35,50	47,77	43,73
Cotización del último día de agosto	158,00	153,00	149,50	125,40	39,81	39,04	48,21	39,90
Cotización del último día de setiembre	153,00	145,50	150,00	124,00	38,99	38,10	48,43	38,80
Cotización del último día de octubre	155,00	143,00	153,00	141,50	39,84	37,86	45,97	44,29
Cotización del último día de noviembre	155,00	143,00	161,00	120,00	39,17	37,27	47,83	39,21
Cotización del último día de diciembre	200,50	162,00	160,00	130,00	50,37	43,75	46,00	43,15

	COTIZACIÓN DE CIERRE	
	Bolsa de Buenos Aires en PESOS por acción	Bolsa de Nueva York en DOLARES por acción
	2011	2011
Cotización del último día de enero	200,00	50,35
Cotización del último día de febrero	216,60	51,65
Cotización del último día de marzo	188,60	44,54
Cotización del último día de abril	190,00	44,01
Cotización del último día de mayo	202,00	46,20
Cotización del último día de junio	189,50	45,05
Cotización del último día de julio	180,65	42,57
Cotización del último día de agosto	174,50	39,43
Cotización del último día de septiembre	173,90	34,21
Cotización del último día de octubre	171,00	33,61
Cotización del último día de noviembre	162,50	35,01
Cotización del último día de diciembre	167,55	34,68
Cotización del último día de enero 2012	164,00	35,00
Cotización del último día de febrero 2012	125,00	26,23
Cotización del día 7 de marzo 2012	134,50	27,54

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director



## YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

INFORMACION ADICIONAL A LAS NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

ART. Nº 68 DEL REGLAMENTO DE LA BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES

(cifras en millones de pesos - Nota 1.a a los estados contables básicos, excepto donde se indica en forma expresa)

Cuestiones generales sobre la actividad de la Sociedad:

- Atento a la actividad e inversiones que realiza la Sociedad, la misma se encuentra alcanzada por los regímenes de Petróleo y Refino Plus establecidos por el Decreto No. 2014/2008 del Ministerio de Planificación Federal, tal como se menciona en la Nota 9 a los estados contables básicos al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad fue informada de la suspensión temporal de dichos programas. Excepto por lo anteriormente mencionado, la Sociedad no está sujeta a otros regímenes jurídicos específicos y significativos que pudieran implicar decaimientos o renacimientos contingentes de beneficios previstos por los mismos.
- No existen modificaciones significativas en las actividades de la Sociedad u otras circunstancias que afecten significativamente la comparabilidad de los estados contables al 31 de diciembre de 2011.
- a. No existen deudas de plazo vencido. Los créditos de plazo vencido son los siguientes:

	<b>Créditos Corrientes</b>
Vencidos entre octubre y diciembre de 2011	110
Vencidos entre julio y septiembre de 2011	13
Vencidos entre abril y junio de 2011	29
Vencidos entre enero y marzo de 2011	26
Vencidos entre enero y diciembre de 2010	72
Vencidos con anterioridad a enero de 2010	475
	<u>725</u>

3.b. y 3.c. Los créditos y las deudas a vencer son los siguientes:

	<b>Corriente</b>		<b>No Corriente</b>	
	<b>Créditos</b>	<b>Deudas</b>	<b>Créditos</b>	<b>Deudas</b>
A vencer entre enero y marzo de 2012	4.247	15.262	-	-
A vencer entre abril y junio de 2012	359	2.170	-	-
A vencer entre julio y septiembre de 2012	295	1.391	-	-
A vencer entre octubre y diciembre de 2012	492	1.494	-	-
A vencer entre enero y diciembre de 2013	-	-	293	2.267 <sup>(3)</sup>
A vencer entre enero y diciembre de 2014	-	-	73	1.598
A vencer con posterioridad a diciembre de 2014	-	-	338	7.969
	<u>5.393<sup>(1)</sup></u>	<u>20.317</u>	<u>704<sup>(2)</sup></u>	<u>11.834</u>

- Del total de créditos vencidos detallados en el punto 3.a. anterior y de los créditos corrientes a vencer aquí detallados, se encuentran en gestión judicial 330 y 502 se encuentran cubiertos por las provisiones para deudores por ventas de cobro dudoso y para otros créditos de cobro dudoso.
- De este total 8 se encuentran cubiertos por la previsión para valorar otros créditos a su valor recuperable.
- Incluye 3.141 de deudas con vencimiento de 1 a 2 años, netas del activo por impuesto diferido de 874 que se estima reversar en dicho período.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 223 - Fº 190





- 4.a. Al 31 de diciembre de 2011 la Sociedad no posee deudas significativas en especie, mientras que los créditos en especie ascienden a 334. En el Anexo G a los estados contables básicos se exponen todos los créditos y deudas en moneda extranjera.
- 4.b. La Sociedad no posee créditos o deudas significativas sujetas a cláusulas de ajuste.
- 4.c. Los saldos de créditos y deudas que devengan intereses son los siguientes:

éditos corrientes:	21
éditos no corrientes:	256
deudas corrientes:	7.730
deudas no corrientes:	4.592

5. En el Anexo C de los estados contables básicos se expone el porcentaje de participación en sociedades del Art. 33 de la Ley Nº 19.550. Adicionalmente, en la Nota 7 a los estados contables básicos se exponen los saldos deudores y acreedores con sociedades relacionadas, incluyéndose en las Notas 3.b, 3.c, 3.f y 3.g o en el Anexo G a los estados contables básicos, según corresponda y cuando fuera aplicable, la información prevista en los puntos 3 y 4 precedentes.
6. No existen, ni existieron durante el período, créditos por ventas o préstamos significativos con directores, síndicos o sus parientes hasta el segundo grado inclusive.

Inventario físico de los bienes de cambio:

7. Dada la naturaleza de la actividad, la Sociedad efectúa mediciones físicas de la mayor parte de sus bienes de cambio durante cada mes. No existen bienes de cambio de inmovilización significativa al 31 de diciembre de 2011.

Valores corrientes:

8. Para valuar los bienes de cambio a su costo de reproducción o reposición se consideraron los costos de producción propios y las compras al cierre del período. No hay bienes de uso valuados a su valor corriente.

Bienes de uso:

9. No existen bienes de uso revaluados técnicamente.
10. El monto total de bienes de uso sin usar por ser obsoletos, por tener lenta rotación o por haberse desafectado de la operación, está totalmente provisionado y asciende a 107 tratándose principalmente de materiales y equipos retirados de la operación.

Participaciones en otras sociedades:

11. No existen participaciones en otras sociedades en exceso de lo admitido por el Art. 31 de la Ley Nº 19.550.

Valores recuperables:

12. Los valores recuperables significativos de bienes de cambio y de bienes de uso, considerados al nivel de cada segmento de negocio, que son utilizados como límite para sus respectivas valuaciones contables, se determinaron en función de su valor neto de realización y/o de su valor de utilización económica, definido como el valor actual esperado de los flujos netos de fondos que deberían surgir del uso de los bienes y de su disposición al final de su vida útil.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 223 - Fº 190



Seguros:

13. A continuación se exponen los seguros que cubren los bienes tangibles significativos:

<u>Bienes cubiertos</u>	<u>Riesgo cubierto</u>	<u>Monto cubierto</u> <sup>(1)(2)</sup>	<u>Valor contable</u>
Equipamiento y demás activo fijo en general, utilizado en explotación, destilación, transporte, y demás actividades	Todo riesgo (Primer riesgo absoluto)	1.000	40.439
Mercaderías	Todo riesgo de transporte	50	
Pozos	Control, reperforación, derrame y polución	250	

(1) Cifras expresadas en millones de dólares estadounidenses.

(2) Cobertura por cada potencial siniestro.

**La Dirección de la Sociedad, habida cuenta de que la póliza integral petrolera contratada responde a las necesidades de la Sociedad (significativo monto de activos cubiertos geográficamente dispersos), considera que los riesgos corrientes se encuentran suficientemente cubiertos.**

Contingencias positivas y negativas:

14. Para el cálculo de las provisiones respectivas se han considerado la totalidad de los elementos de juicio disponibles y el grado de probabilidad de ocurrencia de las cuestiones cubiertas por las mismas (Notas 2.g y 9 a los estados contables básicos y Nota 3 a los estados contables consolidados).
15. En la Nota 9 a los estados contables básicos y en la Nota 3 a los estados contables consolidados se incluyen, entre otras cuestiones, las situaciones contingentes no contabilizadas que pudieran tener cierto grado de significación presente o futuro, junto con las razones que motivaron su falta de contabilización.

Aportes irrevocables a cuenta de futuras suscripciones:

16. Al 31 de diciembre de 2011, no existen aportes irrevocables a cuenta de futuras suscripciones.
17. No existen acciones preferidas.
18. En la Nota 10 a los estados contables básicos se exponen las condiciones, circunstancias y plazos para las restricciones a la distribución de los resultados no asignados.

ANTONIO GOMIS SÁEZ  
Director

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 08 - MARZO - 2012  
DELOITTE & Co. S.R.L.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°1 - F°3

JUAN A. GELLY Y OBES  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 173 - F° 63

DIEGO O. DE VIVO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T°223 - F°190