



SOCIEDAD ANONIMA

Memoria

Estados Contables Consolidados
al 31 de Diciembre de 2012 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 2012.

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 2012 culmina con la economía mundial en un escenario económico de bajo crecimiento y sin señales de mejora. Los países avanzados siguen presentando altos niveles de desempleo y posiciones fiscales débiles. En este contexto, los bancos centrales de los Estados Unidos, de la Zona del Euro y Japón implementaron medidas expansivas adicionales de intervención en los mercados aunque a la fecha no han logrado los resultados buscados. Durante 2013, uno de los focos de incertidumbre respecto de la evolución de la economía internacional se centrará en las negociaciones referidas a las cuentas fiscales en los Estados Unidos todo lo cual podría condicionar la trayectoria de la economía mundial.

El rasgo distintivo observado durante la última fase de la crisis mundial está dado en la disminución del ritmo de crecimiento de los países emergentes. Este comportamiento responde tanto a factores externos como internos. Entre los primeros se encuentra la reducción de los volúmenes de comercio por la menor demanda de los países avanzados. Por su parte, la demanda interna de las naciones emergentes, principalmente en China y Brasil, se vio afectada, entre otros, por el impacto de las políticas contractivas que habían adoptado ante la percepción de un potencial “recalentamiento” de sus economías.

El precio del petróleo crudo (cotización Brent) tuvo un comportamiento oscilante durante el año 2012. Pese a las perspectivas de la economía mundial, durante el primer trimestre 2012 manifestó una tendencia creciente, fundamentalmente como consecuencia de problemas de suministros en el este de África y el Mar del Norte, como así también a partir de problemas geopolíticos, especialmente en los principales países productores, que afectaron el precio del barril, todo lo cual determinó que el barril de crudo alcance los US\$ 123,41 barril al cierre del primer trimestre (frente a los US\$ 108,09 al cierre de 2011), que representa un crecimiento de aproximadamente 14,17%. No obstante lo mencionado previamente, la profundización de los potenciales efectos de la crisis económica que afecta a las principales economías del mundo afectó las perspectivas de la actividad económica, impactando en consecuencia la cotización del crudo, el cual disminuyó a valores cercanos a US\$95 por barril al cierre del segundo trimestre del corriente año. Luego de la disminución previamente mencionada, durante el segundo semestre de 2012 el precio del petróleo volvió a subir, como consecuencia a las

crecientes tensiones entre algunos países occidentales e Irán por su programa nuclear, alcanzando los US\$ 110,8 al cierre del año 2012.

En este marco, el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) ha finalmente ajustado a la baja su estimación respecto al crecimiento de la actividad económica mundial para el año 2012 siendo la misma de 3,2%, mientras que la estimación para 2013 es de 3,5%, aunque con fuertes oscilaciones regionales. Según el FMI, la mayoría de las economías avanzadas se enfrentan a dos desafíos, los cuales podrían constituir los pilares de la recuperación. El primero es la necesidad de una consolidación fiscal firme y sostenida. El segundo es que la reforma del sector financiero tiene que seguir reduciendo los riesgos en el mismo. En las economías de mercados emergentes el desafío general consiste en recomponer el margen de maniobra de la política macroeconómica. El ritmo adecuado para recomponerlo tiene que conjugar los riesgos externos a la baja con los riesgos de desequilibrios internos. En algunas economías con abultados superávits externos y bajos niveles de deuda pública, esto implica un ritmo más lento y sostenible de crecimiento del crédito y medidas fiscales que apoyen la demanda interna.

De acuerdo al BCRA (Banco Central de la República Argentina), en el caso de la Argentina, el modelo de crecimiento se apoya fundamentalmente en el impulso del consumo interno y en la inversión, como asimismo en la presencia de un sistema financiero sano que permite reducir las expectativas negativas que podrían derivarse de una nueva crisis financiera que afecte la economía mundial. Durante el año de 2012, los datos de la evolución de la economía argentina mostraron una moderación en el crecimiento, en un contexto de elevada utilización de sus recursos productivos, como lo indican diversos indicadores, tanto el uso de la capacidad instalada como de la mano de obra. Luego de haber experimentado un proceso de crecimiento económico muy por encima del promedio internacional e incluso del que registraron los restantes países de la región, en 2012 el ritmo de expansión disminuyó, en línea con lo evidenciado a nivel global. Mientras que durante los primeros tres meses del año el Producto se expandió 5,2% con respecto al mismo período de 2011, durante el resto del año la variación interanual fue prácticamente nula. Los indicadores adelantados de actividad muestran una moderación del crecimiento para el resto del 2012. Entre los factores que explicaron el menor dinamismo económico se encuentran la reducción de las exportaciones debido, por un lado, a la sequía que afectó la cosecha del ciclo 2011/2012 —sólo parcialmente contrarrestada por la reciente recuperación de los precios— y por el otro, a la disminución de la demanda externa producto de la desaceleración económica global. Particularmente, el menor crecimiento de Brasil ha tenido un efecto relevante en el desempeño de la industria argentina. En contraposición, los datos muestran que, excluyendo los productos manufacturados ligados a las exportaciones, el sector industrial se mantuvo creciendo gracias al mayor consumo de las familias impulsado por la solidez del mercado de trabajo y las políticas de ingresos destinadas a los sectores de menores recursos. Se espera que durante 2013 la actividad en la Argentina se expanda en línea con el desempeño esperado para la región, no obstante crecería a tasas inferiores al promedio observado en el período 2003 - 2011.

En materia de financiamiento al sector privado, las tasas de interés en el mercado local han experimentado recientemente leves subas. Durante el cuarto trimestre 2012, las instituciones bancarias optaron por una política de crédito más activa, los préstamos continuaron creciendo a un ritmo mayor que las fuentes de fondeo de los bancos, por lo que los niveles de liquidez bancaria se redujeron levemente desde niveles que continúan aún siendo muy elevados. El aumento de los préstamos al sector privado ha sido el principal factor de la expansión monetaria durante el año 2012. Se destacan los préstamos correspondientes a la “Línea de

Crédito para la Inversión Productiva” y aquellos otorgados en el marco del Programa de Financiamiento Productivo del Bicentenario. De esta manera, continúa el proceso de profundización del crédito registrado en 2011. Por su parte, la Sociedad está enfocada a la optimización de su estructura de financiamiento para su ambicioso plan de inversiones, que apunta a recuperar el autoabastecimiento energético de la Argentina. Durante el año 2012, la Sociedad emitió obligaciones negociables por 6.088,3 millones de pesos y por 681,5 millones de dólares (las cuales fueron suscriptas y serán asimismo pagadas en pesos de acuerdo a los tipos de cambio establecidos en las condiciones de cada serie emitida, y vigentes a cada momento) y más recientemente durante el mes de marzo de 2013, se realizaron nuevas emisiones por 800 millones de pesos y 229,8 millones de dólares, en este último caso, bajo similares condiciones a las mencionadas anteriormente. Los resultados de las colocaciones superaron las expectativas iniciales de la Sociedad, atento al apetito que se manifestara por los distintos inversores a partir de la sobre suscripción recibida. Como resultado de estas emisiones, la Sociedad ha extendido la vida promedio de su deuda e incrementado sustancialmente la proporción de la misma denominada en moneda local.

El tipo de cambio peso/dólar aumentó para llegar a 4,92 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2012, resultando aproximadamente un 14,4% superior a la cotización observada a finales del 2011 (4,30 pesos por dólar). Al 31 de diciembre de 2012 el saldo de reservas internacionales del BCRA ascendía a aproximadamente 43.000 millones de dólares.

De acuerdo a estimaciones preliminares del INDEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos), durante el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2012 la balanza comercial fue superavitaria en 12.691 millones de dólares, representando un aumento del 27% con respecto a igual período del año anterior. El total exportado fue de 81.205 millones de dólares contra 68.514 millones de dólares desembolsados en importaciones. Estos datos representaron una leve baja para las exportaciones y una disminución del 7% para las importaciones, comparándolos con el mismo período del año anterior.

Asimismo, de acuerdo al BCRA, la recaudación tributaria nacional continuó creciendo durante el año 2012. El alza estuvo impulsada por los impuestos ligados a la actividad económica local y al empleo. Para el 2013 se espera que los ingresos fiscales nacionales 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. En consecuencia, el resultado primario consolidado de la administración pública se estima que seguirá siendo positivo para el año 2013

En relación con el mercado energético, con fecha 3 de mayo de 2012, la Ley Nº 26.741 (la “Ley de Expropiación”) fue aprobada por el Congreso argentino y el 7 de mayo, se publicó en el Boletín Oficial de la República de Argentina. La Ley de Expropiación ha declarado, entre otros, el logro de la autosuficiencia en el suministro de hidrocarburos, así como en la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, un interés público nacional y una prioridad para la Argentina. Adicionalmente, con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto 1277/2012 Reglamentario de la Ley 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”.

Finalmente, las publicaciones realizadas por diferentes organismos revelan estimaciones de crecimiento en la economía argentina para el año 2013. No obstante lo mencionado

previamente, continúa presente el riesgo de que dicha economía pueda 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 podría tener efectos sobre todas las variables macroeconómicas tales como la recaudación fiscal, el desempleo y la balanza comercial, entre otros.

Consideraciones Generales

Presentación de los estados contables

Los estados contables consolidados de YPF (los “Estados Contables”) se presentan sobre la base de la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”). La adopción de las mismas, tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés) fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) y por las Normas de la Comisión Nacional del Valores (“CNV”). Las NIIF son de aplicación obligatoria para YPF, según la norma contable profesional y las normas regulatorias antes citadas, a partir del ejercicio que se inició el 1 de enero de 2012.

Características de la Sociedad

Los precios promedios correspondientes a la cotización del barril de crudo Brent fueron US\$ 111,65, US\$ 111,26 y US\$ 79,61 en 2012, 2011 y 2010, respectivamente. No obstante las variaciones en las cotizaciones antes mencionadas, en el mercado interno los valores para la comercialización de crudo surgen como consecuencia de las negociaciones acordadas entre productores y refinadores en el mercado interno. Esto último se da como consecuencia de la ausencia de volúmenes excedentes de exportación de crudo y respecto a las necesidades del mercado doméstico, considerando asimismo la Resolución del Ministerio de Economía y Producción N°394/07, modificada por la Resolución N° 1/2013 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, que establece un régimen de retenciones a las exportaciones para ciertos productos hidrocarburíferos determinando en la práctica topes respecto a los valores que cada empresa podría obtener por la comercialización externa de hidrocarburos.

Durante 2012 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: las restantes actividades realizadas por la Sociedad, que no encuadran en las anteriores categorías, comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central, las actividades de construcción y las remediaciones ambientales correspondientes a nuestra sociedad controlada YPF Holdings (Ver Nota 3 a los Estados Contables).

En el mes de enero de 1999, Repsol adquirió 52.914.700 acciones Clase A en bloque (14,99% de nuestras acciones) que se convirtieron en acciones Clase D. Adicionalmente, el 30 de abril de 1999, Repsol anunció una OPA para comprar todas las acciones Clase A, B, C y D en circulación en virtud del cual en el mes de junio de 1999, Repsol YPF adquirió otro 82,47% de nuestro capital accionario en circulación. Repsol YPF adquirió una participación adicional de otros accionistas minoritarios, como resultado de otras transacciones en 1999 y 2000. En este orden, el grupo Repsol fue el propietario de aproximadamente el 99% de nuestro capital accionario desde el año 2000 hasta el año 2008, cuando Petersen Energía S.A. (“PESA”) adquirió en diferentes momentos acciones que representaban el 15,46% de nuestro capital social. Durante 2011, PESA adquirió un 10% adicional de nuestro capital social en circulación, por lo que hasta la promulgación de la Ley N° 26.741 descripta a continuación, Repsol tenía una participación directa e indirecta de aproximadamente 57,43%, mientras que PESA y sus sociedades afiliadas contaban con una tenencia del 25,46% del capital de la Sociedad.

La Ley N° 26.741 (la “Ley de Expropiación”), promulgada el 4 de mayo de 2012, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones, establecido en la mencionada norma.

En este marco, modificó la estructura accionaria de la Sociedad al declarar de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de acción Clase D de la empresa, pertenecientes a Repsol S.A., sus sociedades controladas o controlantes, directa o indirectamente.

Con el objeto de garantizar la continuidad en las actividades de exploración, producción, industrialización y refinación de hidrocarburos a cargo de YPF Sociedad Anónima., así como su transporte, comercialización y distribución y el incremento del flujo inversor, para el adecuado abastecimiento de los combustibles necesarios para el funcionamiento de la economía nacional en el marco de lo dispuesto en dicha norma, la Ley N° 26.741 estableció también que el Poder Ejecutivo Nacional, a través de las personas u organismos que designe, desde su entrada en vigencia ejercerá todos los derechos que las acciones a expropiar confieren en los términos de los artículos 57 y 59 de dicha norma.

De acuerdo a la Ley, las acciones expropiadas serán distribuidas de la siguiente manera: 51% para el Gobierno Nacional y 49% para determinadas Provincias Argentinas. Asimismo, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Además, conforme a la Ley de Expropiación, cada una de las provincias argentinas que reciban las acciones sujetas a expropiación deberá ingresar en un acuerdo de accionistas con el Estado Nacional, el cual conducirá el ejercicio unificado de sus derechos como accionista por el plazo mínimo de cincuenta años. Asimismo, la Ley de Expropiación establece que la gestión de los derechos accionarios correspondientes a las acciones sujetas a expropiación, por parte del Estado nacional y las provincias, se efectuará para que YPF, además de contribuir a los objetivos de dicha ley, se gestione conforme a las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo, preservando los intereses de sus accionistas y

generando valor para ellos, realizando un gerenciamiento a través de una gestión profesionalizada.

Luego de ello, con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto 1277/2012 Reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas, el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. Entre otros, el decreto mencionado establece: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”) quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones y sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas. En materia de precios, y según lo dispone el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecerá los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicará precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable. El incumplimiento de las disposiciones del Decreto y normas complementarias podrá dar lugar a las siguientes sanciones: multa; apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50 de la Ley N° 17.319; nulidad o caducidad de las concesiones o permisos. A su vez, el mencionado Decreto deroga aquellas disposiciones de los Decretos N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89 (los “Decretos de Desregulación”) que establecían, entre otras cuestiones, el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos.

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 2012, 2011 y 2010:

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2012	2011	2010
	(millones de barriles)		
Producción de petróleo, condensado y líquidos	101	100	107
	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2012	2011	2010
	(miles de millones de pies cúbicos)		
Producción de gas natural	432	441	491
	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2012	2011	2010
	(millones de barriles equivalentes)		
Producción total (petróleo, condensado, líquidos y gas natural)	177	178	194

Resultados de las operaciones

El siguiente cuadro presenta información financiera como porcentaje de los ingresos ordinarios para los ejercicios indicados:

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de	
	2012	2011
	(% sobre ventas netas)	
Ingresos ordinarios	100,0	100,0
Costo de ventas.....	(74,8)	(73,2)
Utilidad Bruta	25,2	26,8
Gastos de comercialización.....	(8,4)	(9,7)
Gastos de administración	(3,3)	(3,2)
Gastos de exploración.....	(0,9)	(1,0)
Otros ingresos, netos.....	(0,8)	(0,1)
Utilidad operativa.....	11,8	12,8

2012 comparado con 2011

La Sociedad

Los ingresos ordinarios correspondientes al año 2012 fueron de \$ 67.174 millones, lo que representa un aumento del 19,5% en comparación con la suma de \$ 56.211 millones correspondiente a 2011. La evolución y comportamiento del mercado interno de hidrocarburos en términos de volumen demuestra una vinculación directa con el comportamiento de las variables macroeconómicas que afectan a la Argentina, principalmente en lo que respecta a nuestros principales productos. Consecuentemente, durante el corriente año la evolución de los principales sectores productivos en la Argentina se ha visto afectada, entre otros, por el impacto de condiciones climáticas adversas sobre la campaña agrícola 2011/2012, reduciendo el nivel de cosechas y por ende los volúmenes demandados de gasoil. En este orden, dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Con respecto a las ventas de gas oil, durante 2012 y comparado con 2011 el monto de ingresos tuvo un efecto neto positivo de aproximadamente \$ 5 mil millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó durante 2012 un incremento de aproximadamente 30% respecto al precio promedio obtenido en 2011. El efecto antes mencionado fue parcialmente compensado con la disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 6,0%. Esto último se manifestó fundamentalmente en nuestro producto Ultradiesel en prácticamente todos los segmentos comerciales, no obstante haber sido compensada la disminución que se produjo en el segmento estaciones de servicio de dicho producto con volúmenes de nuestro nuevo combustible Diesel 500;
- Contrariamente a lo mencionado previamente, durante 2012 se produjo un incremento en los volúmenes despachados de naftas (Premium y especialmente Súper) de aproximadamente 6,3%. Adicionalmente, durante 2012 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 25% respecto al precio promedio obtenido en 2011;

- En términos de fuel oil, los volúmenes comercializados localmente durante 2012 se incrementaron aproximadamente 108% respecto a 2011, los cuales son destinados fundamentalmente a la generación de electricidad. Adicionalmente, el precio promedio del producto antes mencionado se incrementó durante 2012 aproximadamente 24% con relación a 2011.
- Con relación a las ventas de gas natural en el mercado doméstico, el volumen comercializado por la Sociedad durante 2012 prácticamente no tuvo variaciones respecto a 2011, no obstante mostrar una recomposición en el precio promedio obtenido durante 2012 lo cual implicó un incremento de ingresos de aproximadamente \$ 420 millones.

En cuanto al precio internacional de referencia del petróleo crudo, cabe mencionar que el precio del barril de crudo Brent se mantuvo casi sin modificación en su promedio del año 2012 y con respecto al promedio del año anterior.

Adicionalmente, durante el año 2011 el resultado operativo se vio afectado por la reversión del saldo oportunamente reconocido por la Sociedad correspondiente al Programa Petróleo Plus, el cual fuera suspendido a comienzos del año 2012 y con relación a toda presentación pendiente de autorización, por un monto neto de \$ 431 millones. Asimismo, durante 2012 y a partir de la renegociación de ciertas concesiones, la Sociedad registró el efecto total correspondiente a créditos vinculados a desbalances de gas a su favor y con relación a otros socios, todo ello conforme los derechos contractuales pertinentes, todo lo cual representó un efecto neto positivo entre ambos períodos de aproximadamente \$ 194 millones.

El costo de ventas en 2012 fue de \$ 50.267 millones, en comparación con los \$ 41.143 millones en 2011, lo que representa un aumento del 22,2%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

- Aumento en las regalías de crudo, fundamentalmente por la mayor valorización en boca de pozo (como marco de referencia, el precio de compra promedio durante 2012 ascendió a US\$ 72,0 por barril, mientras que en 2011 el mismo fue de US\$ 59,7, todo lo cual tiene asimismo un mayor impacto -mayor variación- si se lo expresa en Pesos, atento a la devaluación promedio de 10,3% ocurrida durante 2012). Adicionalmente, el monto de regalías correspondientes al año 2012 se vio incrementado como consecuencia de los mayores volúmenes de crudo producidos (la producción de crudo se incrementó 2,5% durante 2012), y por el aumento de las alícuotas registrados en aquellas provincias en las cuales se han renovado las concesiones recientemente, como Mendoza a finales de 2011 y Santa Cruz a finales del presente año 2012.
- Incremento en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad. Lo mencionado previamente tiene su origen fundamentalmente en las negociaciones llevadas a cabo por la Sociedad con los proveedores, teniendo en consideración que en algunos casos implicaron la actualización de tarifas vigentes desde 2010, con el consiguiente impacto acumulado durante 2012 en los costos operativos de este año. Adicionalmente, la mayor actividad desarrollada durante 2012, tanto en lo vinculado a los recursos no convencionales como así también a sus yacimientos maduros, ha resultado en un incremento de los costos operativos del corriente año; los resultados potenciales de

estos esfuerzos, sujetos al riesgo propio de la industria, no son observables en el corto plazo y, como tal, se espera comenzarán a dar sus frutos en un futuro próximo.

- Incrementos salariales fundamentalmente a partir de las negociaciones y acuerdos con las entidades de representación gremial correspondientes.
- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente \$ 1.691 millones con motivo de la mayor producción de crudo registrada en el presente ejercicio, según lo anteriormente mencionado, así como también debido a las mayores inversiones en activos y a la mayor diferencia de conversión de los mismos teniendo en cuenta su valuación según la moneda funcional de la Sociedad.
- Durante 2012 se compraron a terceros aproximadamente 772 mil metros cúbicos de crudo menos respecto al año anterior, principalmente con motivo de la menor producción propia en el segundo trimestre de 2011, como así también por la menor disponibilidad de crudo neuquino (liviano) en el mercado en el primer trimestre de 2012. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 34% en 2012 y en comparación con el registrado en el año pasado, 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. El efecto neto de lo mencionado previamente determinó un incremento neto de las compras de crudo de aproximadamente \$ 334 millones.
- Adicionalmente, también se realizaron menores importaciones de gas oil automotor común y de gas oil de bajo contenido de azufre (Eurodiesel), aunque a mayores precios con respecto al año 2011. Cabe destacar también que en 2012 se incrementaron aproximadamente en un 23% los volúmenes comprados de biocombustibles (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes. Asimismo, estas compras fueron efectuadas a precios superiores a los registrados en el año anterior, puntualmente en el caso del bioetanol, atento a las cotizaciones internacionales para dicho producto.

Los gastos de administración correspondientes a 2012 presentan un aumento de \$ 410 millones (22,5%) frente a los registrados durante el año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2012, 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.

Los gastos de comercialización en 2012 ascendieron a \$ 5.662 millones, comparados con \$ 5.438 millones en 2011, lo que representa un incremento del 4,1%, motivada fundamentalmente por los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, efecto que fue parcialmente compensado por las menores retenciones a las exportaciones, como consecuencia de los menores volúmenes exportados de nafta virgen, refinado parafínico liviano y gas licuado durante 2012.

Con relación a Otros Egresos, durante 2012 se vio afectado fundamentalmente por cargos vinculados a nuestra sociedad controlada YPF Holdings, a partir tanto del avance de negociaciones de acuerdos con entidades gubernamentales americanas vinculadas a litigios, todo ello con el objetivo de minimizar los impactos potenciales que dichas situaciones representan, como así también a la actualización de los costos estimados de remediaciones atento a la nueva información disponible y/o avance en las tareas de caracterización de sitios. Asimismo, en cuanto a la actividad propia de YPF S.A., durante el pasado ejercicio 2011 se habían percibido aproximadamente \$ 135 millones como compensación del seguro ante el siniestro ocurrido en la plataforma de la UTE Magallanes en 2010.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en 2012 alcance los \$ 7.903 millones, en comparación con los \$ 7.188 millones correspondientes al año 2011, lo que representa un incremento aproximado del 9,9%.

En términos del resultado de las Inversiones en sociedades, los resultados del año 2012 presentan una variación negativa respecto a 2011 de aproximadamente \$ 571 millones. Dentro de las principales causas de la variación se encuentra el efecto que sobre la actividad operativa de Mega, Profertil y Refinor ha tenido la imposición del cargo vinculado a las Resoluciones N° 1.982 y 1.991 del ENARGAS. Adicionalmente, la actividad operativa de Mega se vio negativamente afectada durante 2012 por el efecto de las cotizaciones internacionales de los precios de los productos que dicha compañía comercializa en el mercado externo. A la fecha de emisión de los Estados Contables, la Dirección de la Sociedad se encuentra trabajando activamente con el objetivo de encontrar y finalmente consensuar con todas las partes involucradas las alternativas viables que permitan mejorar, en caso de ser exitosas, la operatoria y rendimiento de las inversiones en estas sociedades.

Los resultados financieros correspondientes al año 2012 fueron positivos en \$ 548 millones, en comparación con los \$ 287 millones negativos correspondientes al año 2011. En este orden, los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio y a mayores tasas durante el ejercicio 2012, fue más que compensado con el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva generada por la mayor devaluación observada durante 2012 respecto al año anterior, y atento a la posición monetaria pasiva en pesos de la Sociedad. En este orden, el monto de endeudamiento financiero promedio para 2011 fue de \$ 9.774 millones (no obstante ascender dicho monto al 31 de diciembre de 2011 a \$ 12.198 millones), mientras que el monto de endeudamiento financiero promedio para 2012 fue de \$ 14.651 millones (siendo el saldo al 31 de diciembre de 2012 de \$ 17.104 millones). Asimismo, el monto de efectivo y equivalentes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011 era de \$ 1.112 millones, mientras que al 31 de diciembre de 2012 el mismo ascendió a \$ 4.747 millones.

El cargo por impuesto a las ganancias en el año 2012 alcanzó los \$ 4.663 millones, aproximadamente \$ 1.522 millones superior al cargo correspondiente al año 2011 el cual alcanzó los \$ 3.141 millones. En este orden, del total del cargo correspondiente al impuesto a las ganancias y según se menciona previamente, \$ 2.720 millones y \$ 2.495 millones, respectivamente para los años 2012 y 2011, corresponden al impuesto corriente, mientras que \$ 1.943 millones en 2012 y \$ 646 millones en 2011 tienen su origen en la registración del pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad.

La utilidad neta correspondiente al año 2012 fue de \$ 3.902 millones, en comparación con \$ 4.445 millones para el año 2011, lo que representa una disminución aproximada del 12,2%, producto de los efectos mencionados anteriormente.

Los otros resultados integrales en 2012 ascendieron a \$ 4.241 millones, comparados con \$ 1.852 millones en 2011, lo que representa un incremento del 129,0% motivado fundamentalmente por la mayor diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y la evolución del tipo de cambio.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al año 2012 fue de \$ 8.143 millones, en comparación con \$ 6.297 millones para el año 2011, lo que representa un incremento aproximado del 29,3%.

Exploración y Producción

Las ventas netas del segmento Exploración y Producción en 2012 ascendieron a \$ 33.194 millones, lo que representa un aumento del 32,5% respecto de los \$ 25.050 millones correspondientes al año 2011. Las ventas intersegmento, que fundamentalmente consistieron en ventas de petróleo crudo, se incrementaron en \$ 7.064 millones en 2012, debido al incremento de aproximadamente un 30% (18% 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, y debido también al aumento del 4,5% 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 2012 respecto al año anterior, fundamentalmente en el segmento de GNC y en algunas industrias en el mercado argentino, todo lo cual implicó un incremento de ingresos de aproximadamente \$ 420 millones. Adicionalmente, durante el año 2011 el resultado operativo se vio afectado por la reversión del saldo oportunamente reconocido por la Sociedad correspondiente al Programa Petróleo Plus, el cual fuera suspendido a comienzos del año 2012 y con relación a toda presentación pendiente de autorización, por un monto neto de \$ 431 millones. Asimismo, durante 2012 y a partir de la renegociación de ciertas concesiones, la Sociedad registró el efecto total correspondiente a créditos vinculados a desbalances de gas a su favor y con relación a otros socios, todo ello conforme los derechos contractuales pertinentes, lo cual representó un efecto neto entre ambos períodos de aproximadamente \$ 194 millones.

La utilidad operativa del segmento de Exploración y Producción aumentó un 37,5% hasta \$ 5.943 millones en 2012 en comparación con los \$ 4.322 millones registrados en 2011. El aumento de las ventas de petróleo crudo mencionado en el párrafo anterior se vio parcialmente compensado por el incremento de los gastos operativos. Los gastos operativos aumentaron un 31,5% debido fundamentalmente a: i) incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente \$ 1.423 millones, fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior; ii) incrementos en los rubros de contrataciones de obras y servicios de reparación y mantenimiento por aproximadamente \$ 1.286 millones, principalmente como consecuencia de la renegociación de las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad, como así también a partir de la mayor actividad desarrollada durante 2012, y tal cual se menciona en párrafos precedentes; iii) incremento en las regalías de petróleo por aproximadamente \$ 929 millones, principalmente por la mayor valorización en boca de pozo del mismo, según se

menciona precedentemente y por el incremento de las alícuotas registrados en aquellas provincias en las cuales se han renovado las concesiones últimamente, como Mendoza a finales de 2011 y Santa Cruz a finales del año 2012 y, iv) mayores cargos por remediaciones ambientales en el país por \$ 374 millones aproximadamente.

Cabe mencionar también que los cargos exploratorios imputados a resultados se han mantenido sin variación significativa en 2012 y con respecto al año anterior, principalmente como resultado de similitud en los importes vinculados a actividad exploratoria desarrollada en la cuenca de Malvinas e imputada a resultados en el año 2011, y el cargo por el abandono definitivo del pozo improductivo Jaguar correspondiente a nuestra participación en el bloque off-shore de Georgetown, Guyana en 2012. 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, lo cual implica la concentración de importantes recursos de la Sociedad, continuó y continuará siendo uno de sus objetivos estratégicos.

La producción de petróleo, condensado y líquidos en 2012 aumentó un 1,0% con respecto al año 2011, alcanzando los 275 mil barriles diarios, pudiendo considerarse sin embargo que este último año no constituye un ejercicio de referencia en términos de producción en atención a las razones mencionadas en la Asamblea de Accionistas de fecha 17 de Julio del año 2012. La producción de gas natural en 2012 disminuyó el 2,1% hasta 1.179 millones de pies cúbicos por día desde 1.208 millones de pies cúbicos por día en 2011 (33,4 y 34,2 millones de metros cúbicos por día en 2012 y 2011, respectivamente). Esta disminución fue principalmente consecuencia de la declinación natural de la producción de nuestros campos, dada la característica general de madurez de los mismos. Atento a lo mencionado previamente, la producción total de petróleo, condensado, líquidos y gas natural, expresada en barriles equivalentes de petróleo, ascendió a 177 millones en 2012 (aproximadamente 485 mil barriles diarios), en comparación con 178 millones en 2011 (aproximadamente 488 mil barriles diarios).

Refino y Marketing

Las ventas netas en 2012 fueron de \$ 59.604 millones, lo que representa un incremento del 19,9% con respecto a \$ 49.692 millones en ventas netas registradas en 2011.

En este orden, dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Con respecto a las ventas de gas oil, durante 2012 y comparado con 2011 se produjo una disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 6,0%. Esto último se manifestó fundamentalmente en nuestro producto Ultradiesel en prácticamente todos los segmentos comerciales, no obstante haber sido compensada la disminución que se produjo en el segmento estaciones de servicio de dicho producto con volúmenes de nuestro nuevo combustible Diesel 500. Adicionalmente, durante 2012 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó un incremento de aproximadamente 30% respecto al precio promedio obtenido en 2011;
- Contrariamente a lo mencionado previamente, durante 2012 se produjo un incremento en los volúmenes despachados de naftas (Premium y especialmente Súper) de aproximadamente 6,3%. Adicionalmente, durante 2012 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 25% respecto al precio promedio obtenido en 2011. El efecto neto

de las variaciones antes mencionadas representaron un incremento de los ingresos de aproximadamente \$ 3,1 mil millones en 2012 y respecto a 2011;

- En términos de fuel oil, los volúmenes comercializados localmente durante 2012 se incrementaron aproximadamente 108% respecto a 2011, los cuales son destinados fundamentalmente a la generación de electricidad. Adicionalmente, el precio promedio del producto antes mencionado se incrementó durante 2012 aproximadamente 24% con relación a 2011.

La utilidad operativa disminuyó a \$ 3.006 millones en 2012, con respecto a los \$ 4.422 millones registrados en 2011, lo que representa una variación negativa de aproximadamente 32,0%. Dicha disminución se debió fundamentalmente, a que los incrementos en los volúmenes de naftas comercializados en el mercado interno, y la mejora de precios de los productos, fueron más que compensados por los incrementos en los costos operativos, según se describe a continuación. En este orden, en cuanto a las compras de petróleo crudo, las cuales representan aproximadamente el 90% de sus costos operativos, el segmento registró un aumento de aproximadamente 30% en el precio promedio pagado por el petróleo crudo a nuestra unidad de negocio de Exploración y Producción y a terceros, incremento que reflejó en gran medida 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.

A su vez, y tal como se menciona con anterioridad, se realizaron menores importaciones de gas oil automotor común y de gas oil de bajo contenido de azufre (Eurodiesel), aunque a mayores precios con respecto al año 2011, así como también se incrementaron aproximadamente en un 23% los volúmenes comprados de biocombustibles (FAME y bioetanol) en 2012 con respecto al año anterior, habiendo sido efectuadas estas compras a precios superiores a los registrados en 2011, puntualmente en el caso del bioetanol.

Adicionalmente, se registró un aumento del 15% 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 y de transportes, 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 indirectamente el correspondiente a los 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 \$ 26,3 en 2012, en comparación con \$ 22,9 en 2011.

La producción diaria promedio de nuestras refinerías en 2012 alcanzó a 288 mil barriles, lo que representa un incremento de 1,4% sobre los 284 mil barriles por día procesados en 2011. Merece destacarse también que el nivel de procesamiento de nuestras refinerías se incrementó aproximadamente un 4,8% en el segundo semestre de 2012 respecto al registrado en el mismo semestre del año anterior.

Química

Las ventas netas en 2012 aumentaron el 13,8% a \$ 4.679 millones con respecto a los \$ 4.111 millones, correspondiente a 2011. 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 mejores márgenes obtenidos por los mayores

volúmenes exportados de metanol, alcoholes y solventes. Asimismo, otro factor positivo que ha contribuido al incremento previamente mencionado han sido los mejores 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 ascendió a \$ 913 millones en 2012 habiéndose incrementado aproximadamente un 9,3% con respecto a los \$ 835 millones obtenidos en 2011, lo cual se explica fundamentalmente por los mejores márgenes en las diferentes líneas de productos aromáticos elaborados en el Complejo Industrial Ensenada y en la planta de Metanol comentados en el párrafo anterior.

Administración central y otros

En el ejercicio 2012, las pérdidas operativas por gastos administrativos y otros alcanzaron los \$ 2.493 millones, un 41,6% superiores a las del ejercicio anterior. Dentro de las causas que motivan la variación antes mencionada se encuentran mayores sueldos y cargas sociales, mayores honorarios y retribuciones por servicios, especialmente vinculados a contrataciones de servicios informáticos y licencias por uso de software, sumado al efecto de los menores resultados operativos obtenidos por nuestra sociedad controlada A – Evangelista S.A., la cual es imputada a este segmento, fundamentalmente como consecuencia del reconocimiento de reducciones en márgenes estimados correspondientes a obras de largo plazo cuyo impacto acumulado tiene efecto en los resultados del corriente año. En adición a lo mencionado previamente, los resultados del segmento se ven afectados negativamente por la registración de los cargos vinculados a nuestra sociedad controlada YPF Holdings (efecto negativo incremental de aproximadamente \$ 249 millones en 2012), a partir tanto del avance de negociaciones de acuerdos con entidades gubernamentales americanas vinculadas a litigios, todo ello con el objetivo de minimizar los impactos potenciales que dichas situaciones representan, como así también a la actualización de los costos estimados de remediaciones atento a la nueva información disponible y/o avance en las tareas de caracterización de sitios.

Liquidez y Recursos de Capital

Los fondos netos generados por las actividades operativas en 2012 fueron de \$ 17.301 millones, en comparación con los \$ 12.686 millones en 2011, lo que representa un aumento de 36,4%.

Las principales aplicaciones de fondos en actividades de inversión y financiación en 2012 incluyeron \$ 16.403 millones destinados al pago de inversiones realizadas en bienes de uso, lo cual representa un incremento de aproximadamente 35% respecto al año anterior, 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, \$ 303 millones en pagos de dividendos y \$ 920 millones en pagos de intereses. Estas aplicaciones también se afrontaron con \$ 3.877 millones de fondos netos correspondientes a préstamos obtenidos y a la emisión de nuevas series de obligaciones negociables. Las principales aplicaciones de fondos en actividades de inversión y financiación en 2011 incluyeron \$ 12.158 millones destinados al pago de inversiones realizadas en bienes de uso, \$ 5.565 millones en pagos de dividendos y \$ 457 millones en pagos de intereses, mientras que los fondos netos provenientes de financiación ascendieron durante el año 2011 a \$ 4.178 millones.

El total de préstamos al 31 de diciembre de 2012 es de \$ 17.104 millones, de los cuales \$ 5.004 millones corresponden al corto plazo y \$ 12.100 millones al largo plazo. Aproximadamente el 52% de los préstamos al 31 de diciembre de 2012 han sido contraídos en dólares, comparado con aproximadamente un 85% que habían sido contraídos en dicha moneda al 31 de diciembre de 2011. Al 31 de diciembre de 2012, el total de efectivo y equivalentes asciende a \$ 4.747 millones.

Al 31 de diciembre de 2012, el patrimonio neto de la Sociedad ascendía a \$ 31.260 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 2012, la reserva legal se encuentra totalmente integrada en el 20% del capital social por \$ 2.007 millones.

Operaciones con sociedades relacionadas

Durante 2012 hubo compras y/o ventas y operaciones de financiación con sociedades relacionadas, las que fueron detalladas en la Nota 6 a los estados contables individuales y consolidados.

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. Con fecha 17 de julio de 2012, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad aprobó por mayoría absoluta de las acciones con derecho a voto presentes la autorización al Directorio para efectuar pagos a cuenta de honorarios por el período que va desde 4 de junio de 2012, fecha en la cual se produjo la designación de los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora, hasta la finalización del ejercicio 2012 por hasta la suma de \$ 34.800.000, quedando el tratamiento del pago de los honorarios efectuados entre el 1 de enero y el 4 de junio de 2012 diferido para su resolución por parte de la próxima Asamblea que tratará la retribución de los directores y síndicos por el ejercicio 2012.

Planes de bonificación e incentivos

La Compañía cuenta con un plan de bonificación a corto plazo, de pago en 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 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 en promedio entre 6% y 45% del sueldo base anual de dicho empleado.

Adicionalmente, cuenta con un plan de bonificación a largo plazo, aplicable a ejecutivos y personal clave de la Compañía, consistente en el pago de sumas de dinero basado en el cumplimiento objetivos estratégicos de largo plazo y en el desempeño individual de los participantes. A partir del ejercicio 2013, la Compañía considera conveniente reconvertir dicho plan de retribución a largo plazo por uno basado en el otorgamiento de acciones. El nuevo

plan alcanzará al nivel ejecutivo y gerencial y a personal clave con conocimiento técnico crítico, y se prevé ponerlo en marcha en el 2013, una vez obtenidas las aprobaciones necesarias para ello, reconvirtiendo planes de largo plazo en ejecución y otorgando un nuevo plan con este esquema. Este nuevo esquema favorecerá el alineamiento del desempeño de los ejecutivos y del personal técnico clave con los objetivos del Plan estratégico de la compañía que apunta a recuperar el autoabastecimiento energético del país generando valor para el accionista.

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 Interna (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 Financiera (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

La Ley N° 26.741, en su artículo 15, establece que para el desarrollo de su actividad, YPF Sociedad Anónima continuará operando como sociedad anónima abierta, en los términos del Capítulo II, Sección V, de la Ley 19.550 y normas concordantes. Asimismo, en su artículo 16, dicha ley establece que la gestión de los derechos accionarios correspondientes a las acciones sujetas a expropiación, por parte del Estado nacional y las provincias, se efectuará con arreglo a los siguientes principios: a) La contribución estratégica de YPF Sociedad Anónima al cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación; b) La administración de YPF Sociedad Anónima conforme a las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo, preservando los intereses de sus accionistas y generando valor para ellos; c) El gerenciamiento de YPF S.A. a través de una gestión profesionalizada.

Con fecha 4 de junio de 2012 el Directorio de la Sociedad designó al Sr. Miguel Matías Galuccio como Presidente del Directorio, Gerente General y/o Chief Executive Officer de YPF S.A., con mandato por un ejercicio.

Informe sobre Código de Gobierno Societario - Resolución General N°606/12 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° 606.

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 2012 y la evolución correspondiente:

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

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

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

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

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

Perspectivas

Los principales organismos de análisis macroeconómicos internacionales continúan siendo cautos 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 se estiman necesarias adoptar en aquellos países seriamente afectados por la crisis económico-financiera, fundamentalmente en la zona del euro.

Luego de implementadas las disposiciones de la Ley de Expropiación, y considerando específicamente los ambiciosos objetivos de la misma, la Compañía se enfrenta a un fuerte desafío en su gestión operativa, re focalizando la misma no sólo en el corto plazo, sino fundamentalmente en el mediano y largo plazo. En este orden, el logro de los objetivos declarados por la mencionada ley, dentro de los que se encuentra el incremento de la producción y el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, dará lugar a la sustentabilidad de la Sociedad, todo ello basado en un perfil de inversión y crecimiento constante que aseguren de esta forma valor futuro para el conjunto de sus accionistas y atento a los intereses de cada uno de ellos.

Dentro de este contexto, el 30 de Agosto de 2012, la Sociedad ha aprobado y anunciado el Plan Estratégico 2013-2017 que constituirá las bases para el desarrollo de la misma en los próximos años. Dicho plan tiene como base reafirmar el compromiso de crear un nuevo modelo de compañía en la Argentina que alinea los objetivos de YPF con los del país, donde YPF se constituya en el líder de la industria que apunte a revertir el desbalance energético nacional y a lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos en el largo plazo.

El Plan Estratégico 2013-2017 implica el establecimiento de importantes objetivos para los próximos años, los cuales se centran en (i) el desarrollo de recursos no convencionales, representando esto último una oportunidad única en nuestro país a partir de la existencia de volúmenes estimados de recursos no convencionales que son objeto de consideraciones en los

más prestigiosos informes de recursos energéticos en el mundo (y sobre los cuales la Compañía tiene una participación significativa en términos de dominio minero), (ii) el relanzamiento y profundización de la actividad exploratoria convencional y no convencional, en cuencas existentes y nuevas, (iii) el incremento en la inversión y gasto operativo para áreas actualmente en producción pero con potencial de rendimiento superior y eficiencia (a partir de la inversión en mejoras operativas y la mayor utilización e incorporación de equipos de perforación e intervención de pozos), (iv) la vuelta al desarrollo activo del gas natural para acompañar al del petróleo, y (v) el incremento en la producción de productos refinados a partir de la ampliación de la capacidad de refinación lo que implicará mejoras en la utilización de la capacidad instalada, aumento de capacidad, upgrade y conversión de nuestras refinerías.

Tal como se menciona previamente, dentro de nuestros principales focos de actuación se encuentra la profundización de los trabajos en materia de exploración de recursos no convencionales. Los trabajos iniciales en este ámbito tienen como objetivo primario comprobar la productividad de la roca madre Vaca Muerta como reservorio no convencional de hidrocarburos líquidos en las provincias de Neuquén y Mendoza, usando tecnología de punta como microsísmica y estimulación hidráulica masiva. Asimismo, recientemente durante el mes de febrero 2013 hemos lanzado la exploración no convencional en la provincia de Chubut en la Formación D-129, dentro del Golfo San Jorge, en Comodoro Rivadavia. De esta forma, buscamos ampliar las fronteras de los recursos no convencionales más allá de Vaca Muerta.

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 2013. Con el objetivo mencionado precedentemente, hemos comenzado a mantener reuniones con diferentes empresas importantes del mercado petrolero, a efectos de trabajar en buscar formas asociativas e incrementar las inversiones para poder desarrollar dichos recursos, dentro de las que se encuentran Chevron Argentina S.R.L. y Bidas International S.A.. En la medida que las partes arriben a un acuerdo, la Sociedad otorgaría derechos de participación sobre ciertas áreas exploratorias no convencionales, todo ello a cambio del compromiso de inversión en las mismas. A la fecha de emisión de estos Estados Contables las partes aún no han firmado un acuerdo final vinculado a las áreas y compromisos antes mencionados.

Por otra parte, la Sociedad continúa con El Plan Exploratorio Argentina que consistió en revisar de manera integral todas las cuencas sedimentarias y el estudio del potencial de recursos de petróleo y gas del país, lo que permitió trazar un mapa de oportunidades para la búsqueda de hidrocarburos en distintas provincias. Para la revisión técnica de cada cuenca, la compañía conformó un equipo multidisciplinario (cuyo trabajo insumió más de 32.000 horas) y se establecieron convenios con más de 20 universidades e institutos tecnológicos de todo el país, organismos públicos provinciales y nacionales, la Secretaría de Energía de la Nación y el IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas). Este programa revela un nuevo mapa de oportunidades para ampliar las fronteras hidrocarburíferas en nuestro país que abarca acciones concretas en provincias que eran consideradas “no petroleras”, dentro de lo que se encuentra la perforación de 25 pozos de estudio (considerados exploración de frontera), con objetivos convencionales y no convencionales y la realización de estudios de sísmica.

En relación con el mercado de gas natural, con la finalidad de promover la inversión e incrementar la producción, la Sociedad firmó un Acta Acuerdo con la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas a los fines de establecer un esquema de estímulo a la Inyección Excedente de gas natural. En dicho acuerdo

se precisa que la Inyección Excedente (todo gas inyectado por YPF por encima de la Inyección Base, y según se define en la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas) recibirá un Precio Excedente de 7,5 USD/MBTU (el "Precio Excedente"). A su vez, está establecido en el Acuerdo que el Estado Nacional, mensualmente abonará por toda la Inyección Excedente la diferencia que exista entre el Precio Excedente y el precio que YPF efectivamente perciba de sus clientes. A partir del cumplimiento de ciertas condiciones contempladas en el mencionado acuerdo, el mismo entrará en vigencia por 5 años, durante los cuales YPF se compromete con una inyección total creciente de acuerdo a un esquema allí establecido. Con fecha 14 de febrero se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 por el cual se crea el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural", el cual finalmente fija las pautas jurídicas que regirán la implementación del acuerdo antes mencionado para las empresas del sector, según corresponda.

Por otra parte, durante el trimestre cerrado el 31 de diciembre de 2012, la Sociedad, mediante su controlada YPF Inversora Energética S.A., ejerció su derecho, conforme lo establecen los acuerdos contractuales, para adquirir la mayoría accionaria de Metrogas, todo ello a través del uso de la opción para adquirir el 54,67% de las acciones de Gas Argentino (GASA) de la empresa British Gas (BG). Esta decisión tiene como objetivo hacer de Metrogas una empresa más eficiente y rentable, asumiendo por primera vez la gestión de una de las compañías de distribución de gas más atractivas de América Latina que cuenta actualmente con más de 2 millones de clientes. De esta forma, y en la medida que la operación finalmente concluya satisfactoriamente, atento a estar la misma sujeta, entre otras cuestiones, a aprobación de los pertinentes organismos de contralor, seríamos accionistas principales y controlantes, de manera indirecta, con un 70% de participación de la principal distribuidora de gas del país.

Atento a nuestro objetivo de satisfacer la demanda local de combustibles dentro de nuestras máximas posibilidades, durante el trimestre cerrado el 30 de septiembre de 2012, la Sociedad inauguró la nueva planta de Hidrodesulfuración de gasoil (HTG B), en el Complejo Industrial La Plata. La nueva unidad demandó una inversión de más de \$ 1.400 millones, la más importante de los últimos 15 años en el sector de refino en el país. La mega unidad productiva permitirá elaborar 1.750 millones de litros anuales de gasoil con bajo contenido de azufre, lo que constituye un hito para la producción local: la reconversión de gasoil común (con 1.500 partes por millón de azufre, ppm) en gasoil con 500 ppm. En el corto plazo, además, logrará también otro avance importante consistente en producir local y sostenidamente Euro Diesel, el gasoil con mayor calidad del país, con un valor de azufre de 10 ppm. Asimismo, es nuestra intención mejorar la eficiencia de producción, 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.

En materia de financiamiento, nuestros esfuerzos están enfocados a la optimización de nuestra estructura de financiamiento, como así también a la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a nuestros objetivos de inversión incrementales, hechos que han comenzado a materializarse a partir de la emisión de obligaciones negociables realizadas por la Sociedad durante 2012 y febrero de 2013, y según se menciona en párrafos precedentes.

Según los Estados Contables de la Sociedad al 31 de diciembre de 2012, el saldo de utilidades no asignadas a dicha fecha es de \$ 6.741 millones, incluidas las utilidades correspondientes al ejercicio finalizado en la fecha antes mencionada. 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. Habida cuenta de lo anterior, y considerando los objetivos desafiantes en los cuales se encuentra la Sociedad, a partir del lanzamiento del Plan Estratégico y según se menciona previamente, el Directorio estima conveniente proponer a la Asamblea General de Accionistas la siguiente distribución de utilidades: (i) destinar la suma de \$ 3.648 millones, correspondientes al ajuste inicial por implementación de las NIIF, a constituir una reserva especial en razón de lo dispuesto por la Resolución General N° 609 de la CNV, (ii) destinar la suma de \$120 millones a constituir una Reserva para compra de acciones propias, atento a lo mencionado en el apartado “Planes de bonificación e incentivos” de este documento, al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno, y dar cumplimiento, durante la ejecución de los planes, a los compromisos generados y a generarse por el mismo en el futuro, (iii) destinar la suma de \$ 2.643 millones a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales (T.O. 1984) y sus modificaciones, y (iv) destinar la suma de \$ 330 millones, a una reserva para el pago de dividendos, facultando al directorio a determinar la oportunidad para su distribución en un plazo que no podrá exceder el del cierre del presente ejercicio.

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 N° 19.550).

EL DIRECTORIO

Buenos Aires, 11 de marzo de 2013

YPF S.A.
Informe sobre Código de Gobierno Societario 2012
Resolución General N°606/12 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°606/12 (la "Resolución").

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 hace la Compañía por el buen gobierno corporativo, la transparencia y la responsabilidad social.

II. Normas aplicables

El 29 de noviembre de 2012 se sancionó la ley N° 26.831 de Mercado de Capitales (la "Ley 26.831"), que derogó a la ley N° 17.811 de Oferta Pública y el Decreto 677/01 de "Régimen de Transparencia de la Oferta Pública". Dicha ley fue promulgada el 27 de diciembre de 2012 mediante decreto del Poder Ejecutivo N°2601/2012, y publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 28 de diciembre de 2012. La misma entró en vigencia el 28 de enero de 2013.

III. 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.

IV. Contenidos del Código de Gobierno Societario

Tal como expresa la Resolución como regla general, el Código de Gobierno Societario se estructura a partir de principios y recomendaciones o buenas prácticas, donde los principios enuncian conceptos generales que subyacen al buen gobierno societario, las recomendaciones sugieren un marco para la aplicación de esos principios dentro de la Emisora y son seguidas de comentarios indicativos de cómo llevar a cabo la buena práctica en cuestión. En ese sentido, el Código de Gobierno Societario fija "requisitos mínimos, que las Sociedades Emisoras pueden superar discrecionalmente".

A través del presente Informe, se da cuenta del estado de cumplimiento de las recomendaciones detalladas en el Anexo I de la Resolución y de las prácticas asociadas a ellas, las cuales, según define la misma Resolución, "sugieren un marco para la aplicación de esos principios dentro de la Emisora y son seguidas de comentarios indicativos de cómo llevar a cabo la buena práctica en cuestión." Cuando en el presente informe se refiere a cumplimiento, se trata de cumplimiento total, mientras que el cumplimiento parcial aparece identificado como tal.

No obstante tratarse de recomendaciones no vinculantes, en aquellos supuestos de no cumplimiento o cumplimiento parcial, la Emisora procederá en el futuro a la evaluación de las recomendaciones de que se trate considerando la factibilidad, modalidad y oportunidad de su implementación en su ámbito.

PRINCIPIO I. TRANSPARENTAR LA RELACION ENTRE LA EMISORA, EL GRUPO ECONOMICO QUE ENCABEZA Y/O INTEGRA Y SUS PARTES RELACIONADAS.

Recomendación I.1: Garantizar la divulgación por parte del Órgano de Administración de políticas aplicables a la relación de la Emisora con el grupo económico que encabeza y/o integra y con sus partes relacionadas.

La emisora cumple con esta recomendación, siguiendo para las operaciones relevantes con partes relacionadas, el procedimiento previsto por el Artículo 72 de la Ley 26.831 (artículo 73 de la anterior Ley 17.811). 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 72 referido, “monto relevante” significa un importe que supere el 1% del patrimonio social de la sociedad emisora medido conforme al último balance aprobado. A los fines de la Ley 26.831, “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, según lo determine la Comisión Nacional de Valores, en el capital social de la sociedad emisora o en el capital de su sociedad 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, la Sociedad expone en los Estados Financieros (nota 6) las operaciones con partes relacionadas, conforme a lo establecido por las Normas Internacionales emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (*International Accounting Standards Board – “IASB”*).

Recomendación I.2: Asegurar la existencia de mecanismos preventivos de conflictos de interés.

La Emisora cumple con esa recomendación. Sin perjuicio de la normativa vigente, la Emisora tiene claras políticas y procedimientos específicos de identificación, manejo y resolución de conflictos de interés que pudieran surgir entre los miembros del Órgano de Administración, gerentes de primera línea y síndicos y/o consejeros de vigilancia en su relación con la Emisora o con personas relacionadas con la misma.

La Emisora cuenta con una política y procedimientos específicos de identificación, manejo y resolución de conflictos de interés plasmados en la “Norma de Ética y Conducta” (la “Norma”) y su Anexo I: Reglamento interno de conducta de YPF SA en el ámbito del mercado de valores (el “Reglamento”), aplicables al Directorio, a la totalidad de los empleados y a cada una de sus sociedades controladas.

Asimismo, la Sociedad cuenta con un procedimiento específico sobre “Conflicto de intereses”, el cual establece la forma en que se deben efectuar las consultas y/o denuncias por conflictos de intereses y las respuestas por parte de los responsables correspondientes.

Recomendación I.3: Prevenir el uso indebido de información privilegiada.

La emisora cumple con esta recomendación y, sin perjuicio de la normativa vigente, cuenta con políticas y mecanismos asequibles que previenen el uso indebido de información privilegiada por parte de los miembros del Órgano de Administración, gerentes de primera línea, síndicos y/o consejeros de vigilancia, accionistas controlantes o que ejercen una influencia significativa, profesionales intervinientes y el resto de las personas enumeradas en los artículos 7 y 33 del Decreto N° 677/01.

La Emisora cuenta con una política plasmada en su Norma de Ética y Conducta y su Anexo, el Reglamento, dirigida a prevenir el uso indebido de información privilegiada.

La Norma establece los principios relevantes para la Sociedad en relación al cuidado de la información, como activo imprescindible para la gestión de sus actividades.

A su vez, el Reglamento define el ámbito subjetivo (personas) y el ámbito objetivo (valores o instrumentos financieros) de aplicación del mismo. Asimismo, dispone un procedimiento específico de información sobre las operaciones que realicen las personas alcanzadas por sus disposiciones con los valores o instrumentos referidos en el ámbito objetivo de aplicación.

PRINCIPIO II. SENTAR LAS BASES PARA UNA SOLIDA ADMINISTRACION Y SUPERVISION DE LA EMISORA.

Recomendación II.1: Garantizar que el Órgano de Administración asuma la administración y supervisión de la Emisora y su orientación estratégica.

La sociedad cumple con esta recomendación y con cada una de las prácticas asociadas a ella identificadas por la CNV, que se enumeran a continuación.

II.1.1: el Órgano de Administración aprueba:

II.1.1.1: el plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuestos anuales,

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 19.550 de Sociedades Comerciales (“LSC”) y las normas de la CNV (las “Normas”). En tal sentido, aprueba las políticas y estrategias generales de acuerdo a los diferentes momentos de existencia de la Sociedad. 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.

II.1.1.2: la política de inversiones (en activos financieros y en bienes de capital), y de financiación,

Ver apartado anterior.

II.1.1.3: la política de gobierno societario (cumplimiento Código 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 la Norma de Ética y Conducta mencionada en las Recomendaciones I.2 y I.3 anteriores, 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, debe ser aprobada por el Directorio.

También como parte de las políticas de gobierno societario, el Directorio ha aprobado y puesto en ejecución, el Reglamento de conducta en el ámbito del Mercado de Valores, también mencionado anteriormente, 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.

II.1.1.4: la política de selección, evaluación y remuneración de los gerentes de primera línea,

El Directorio tiene directamente a su cargo la designación de los ejecutivos de primera línea de la Sociedad, 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. Asimismo, la Sociedad tiene un sistema de Gerenciamiento por Objetivos, complementado por una evaluación del desempeño para los ejecutivos de primera línea.

Por otra parte, la Sociedad cuenta con un Comité de Compensaciones destinado a evaluar y fijar pautas de compensación al CEO de la Compañía, a los directores de primera línea y a aquellos Directores con funciones ejecutivas en la Sociedad, el cual está integrado por tres (3) de sus miembros (Ver detalle en VII.1).

II.1.1.5: la política de asignación de responsabilidades a los gerentes de primera línea,

El Directorio nombra a los gerentes de primera línea, según lo prevé el Estatuto social y el art.270 de la LSC, delegando en ellos algunas de las funciones ejecutivas de administración, determinándose sus responsabilidades de acuerdo al cargo que desempeñen. Dichos ejecutivos responden ante la sociedad y terceros por el desempeño en sus cargos en la misma extensión y forma que los directores, según lo previsto por la LSC.

II.1.1.6: la supervisión de los planes de sucesión de los gerentes de primera línea,

La supervisión de los planes de sucesión de gerentes de primera línea es llevada a cabo por el Comité de Compensaciones y la Dirección de Recursos Humanos en base a los requerimientos del puesto de que se trate.

II.1.1.7: la política de responsabilidad social empresarial,

Desde el año 2007 al 2011, la Sociedad implementó un Plan de Responsabilidad Corporativa. El principal objetivo de este plan fue generar en forma permanente la acción coordinada de la Compañía en el ámbito de la responsabilidad corporativa, en el entendimiento de 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.

Durante el año 2012, la Sociedad puso en marcha un modelo de negocio, que alinea los intereses de la compañía con los del país y que genera valor para sus accionistas y para las comunidades en donde opera. Es vocación de la compañía comportarse como un pilar de desarrollo para los países en los que lleva a cabo sus actividades.

El compromiso de la gestión de la Sociedad con la comunidad implica actuar de manera responsable, con máxima calidad e incorporación de tecnología de vanguardia, cuidando el posible impacto ambiental, la salud y la seguridad de los trabajadores y dialogando e integrando a las personas, comunidades y grupos de interés que se vinculan con la compañía.

Este concepto es transversal a todas las áreas de la organización y se hace tangible a través de acciones concretas con programas específicos de trabajo desde YPF. Entre ellos, se destacan:

- (I) YPF y los Trabajadores: Programa de Formación Técnica y Productividad que capacita a 45.000 trabajadores directos e indirectos de YPF, con el fin de potenciar el crecimiento productivo y profesional.
- (II) Sustenta: Programa de Desarrollo Regional para mejorar la productividad, competitividad y calidad de los proveedores y de la industria. Se basa en un proceso de mejora continua y está compuesto por módulos que permitirán impulsar el desarrollo de la

industria nacional, la innovación tecnológica y la diversificación productiva, así como también optimizar la calidad de los servicios y productos actuales, y generar oportunidades de asociación y creación de nuevas empresas.

- (III) Formación Gerencial Responsable: Programa de Desarrollo de la Gerencia Alta, Media y de Línea, que tiene como objetivo lograr que la compañía afiance su gestión integral, en vistas a sostener la ética en los negocios, desde el momento de la toma de decisiones.

II.1.1.8: las políticas de gestión integral de riesgos y de control interno, y de prevención de fraudes,

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

Asimismo, dichas políticas de control y gestión de riesgos, 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 de Administración y Finanzas (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 de Administración y Finanzas 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 *New York Stock Exchange* ("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 *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* ("COSO"), 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 8 de marzo de 2013 sobre las revisiones realizadas a la fecha respecto del sistema de control interno para la presentación de información financiera al 31 de diciembre de 2012.

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.

II.1.1.9: la política de capacitación y entrenamiento continuo para miembros del Órgano de Administración y de los gerentes de primera línea,

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, se realiza anualmente y en caso de ser necesario, capacitación especial para los directores del directorio y para los que son miembros del Comité de Auditoría. En el Plan de Actuación del referido Comité, se incluyen actividades específicas para sus miembros.

La programación de las competencias y entrenamiento de los gerentes de primera línea y su ejecución la realiza la Dirección de Recursos Humanos, en el marco de las políticas que en la actualidad se encuentran a cargo del Comité de Compensaciones, integrado por miembros del Directorio (ver Recomendaciones II.1.2 y VII).

II.1.2: De considerar relevante, agregar otras políticas aplicadas por el Órgano de Administración que no han sido mencionadas y detallar los puntos significativos.

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.

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 deben 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.

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 de Auditoría. Es el comité previsto por la Ley 26.831 y las Resoluciones Generales de la CNV Nros. 400 y 402 del año 2002, al cual ya nos hemos referido.

b) 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 Operaciones ("COO"), el Director Económico Financiero ("CFO"), el Director Corporativo de Servicios

Jurídicos, el Director Ejecutivo de Upstream, el Director Ejecutivo de Downstream, el Director de Planeamiento Estratégico y Desarrollo de Negocios, el Director Ejecutivo de Administración y Finanzas, el Director Ejecutivo de Comunicación y Relaciones Institucionales, el Director Ejecutivo de Recursos Humanos, el Director de Servicios Compartidos, el Director de Auditoría Interna, el Director de Control de Reservas, y el Director Ejecutivo de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud.

c) Comité de Compensaciones: Es un comité del Directorio, creado teniendo en cuenta las prácticas del mercado local en gobierno corporativo, y con el fin de evaluar y fijar las pautas de compensación al CEO de la compañía, a los directores de primera línea y a aquellos directores del Directorio con funciones ejecutivas en la sociedad. El mismo está integrado por tres directores titulares del Directorio.

La Sociedad ha considerado oportuno la formación de un Comité de Dirección, que es un comité interno integrado por el CEO 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 en la dirección y gestión ordinaria del negocio de la Compañía.

II.1.3: La Emisora cuenta con una política tendiente a garantizar la disponibilidad de información relevante para la toma de decisiones de su Órgano de Administración y una vía de consulta directa de las líneas gerenciales, de un modo que resulte simétrico para todos sus miembros (ejecutivos, externos e independientes) por igual y con una antelación suficiente, que permita el adecuado análisis de su contenido. Explicitar.

La Sociedad garantiza la disponibilidad de información relevante para la toma de decisiones del Directorio, según lo previsto por la normativa vigente, su Estatuto Social y Reglamento del Directorio. En ese sentido, el Estatuto Social prevé en su artículo 15 que las reuniones del Directorio deben ser convocadas por escrito con indicación del orden del día, y el Reglamento establece que la convocatoria deberá hacerse con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión. Las líneas gerenciales en el ámbito del Directorio evacúan consultas o solicitudes de información efectuadas por los Directores.

II.1.4: Los temas sometidos a consideración del Órgano de Administración son acompañados por un análisis de los riesgos asociados a las decisiones que puedan ser adoptadas, teniendo en cuenta el nivel de riesgo empresarial definido como aceptable por la Emisora. Explicitar.

Los temas sometidos a consideración del Directorio son acompañados por un análisis de los riesgos realizado por el área pertinente, teniendo en cuenta el nivel de riesgo aceptable por la Emisora.

Recomendación II.2: Asegurar un efectivo Control de la Gestión de la Emisora.

La sociedad cumple con esta recomendación y con cada una de las prácticas asociadas a ella identificadas por la CNV, que se enumeran a continuación.

El Órgano de Administración verifica:

II.2.1: el cumplimiento del presupuesto anual y del plan de negocios,

El Director de Planeamiento Estratégico y Desarrollo de Negocios presenta al Directorio periódicamente un "Informe operativo" en el que se detalla el grado de cumplimiento del presupuesto y plan de negocios previsto para el período respectivo.

También remitirse a lo previsto para la Recomendación II.1.1.1

II.2.2. el desempeño de los gerentes de primera línea y su cumplimiento de los objetivos a ellos fijados (el nivel de utilidades previstas versus el de utilidades logradas, calificación financiera, calidad del reporte contable, cuota de mercado, etc.).

El Directorio verifica el desempeño de los gerentes de primera línea y el cumplimiento de los objetivos en forma periódica, con la intervención y opinión del Comité de Compensaciones de la Sociedad, quien tiene a su cargo elevar al menos dos veces al año un informe al Directorio sobre la actividad realizada.

Asimismo, periódicamente en el Directorio se presentan informes sobre los negocios de la Sociedad con información relevante para complementar el análisis de cumplimiento de objetivos de los directores de primera línea.

Hacer una descripción de los aspectos relevantes de la política de Control de Gestión de la Emisora detallando técnicas empleadas y frecuencia del monitoreo efectuado por el Órgano de Administración.

Ver Recomendación II.1.1.8

Recomendación II.3: Dar a conocer el proceso de evaluación del desempeño del Órgano de Administración y su impacto.

La sociedad cumple con esta recomendación y con cada una de las prácticas asociadas a ella identificadas por la CNV, que se enumeran a continuación, con excepción de aquellas que se indica expresamente.

II.3.1: Cada miembro del Órgano de Administración cumple con el Estatuto Social y, en su caso, con el Reglamento del funcionamiento del Órgano de Administración. Detallar las principales directrices del Reglamento. Indicar el grado de cumplimiento del Estatuto Social y Reglamento.

Los miembros del Directorio cumplen con las disposiciones previstas por el Estatuto Social y el Reglamento de funcionamiento del mismo. Sus principales directrices son:

Establece que las reuniones se realizarán al menos una vez por trimestre, y los cambios de fecha y/u hora podrán ser realizados por el Presidente por motivos justificados y con la anticipación suficiente. Tiene previsiones sobre el lugar de reunión y la convocatoria a los miembros del Directorio, la cual se cursará por carta, telegrama, telefax o correo electrónico con 48 horas al menos de antelación a las fechas señaladas para la reunión, incluyendo el orden del día. También prevé la distribución de la información que fuere necesaria para tratar los temas previstos. Se establece el quórum, funcionamiento, previsiones en caso de licencias, confección de las actas, así como también las funciones y el nombramiento del Secretario del Directorio, el cual no necesita ser director.

Asimismo, el Reglamento prevé disposiciones para el funcionamiento y facultades del Comité de Auditoría.

II.3.2: El Órgano de Administración expone los resultados de su gestión teniendo en cuenta los objetivos fijados al inicio del período, de modo tal que los accionistas puedan evaluar el grado de cumplimiento de tales objetivos, que contienen tanto aspectos financieros como no financieros. Adicionalmente, el Órgano de Administración presenta un diagnóstico acerca del grado de cumplimiento de las políticas mencionadas en la Recomendación II, ítems II.1.1 y II.1.2.

Detallar los aspectos principales de la evaluación de la Asamblea General de Accionistas sobre el grado de cumplimiento por parte del Órgano de Administración de los objetivos fijados y de las políticas mencionadas en la Recomendación II, puntos II.1.1 y II.1.2, indicando la fecha de la Asamblea donde se presentó dicha evaluación.

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 LSC. 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, lo cual fue tratado en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 17 de julio de 2012.

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.

Recomendación II.4: Que el número de miembros externos e independientes constituyan una proporción significativa en el Órgano de Administración de la Emisora.

La sociedad cumple con esta recomendación y con cada una de las prácticas asociadas a ella identificadas por la CNV, que se enumeran a continuación, con excepción de aquellas que se indica expresamente.

II.4.1: La proporción de miembros ejecutivos, externos e independientes (éstos últimos definidos según la normativa de esta Comisión) del Órgano de Administración guarda relación con la estructura de capital de la Emisora. Explicitar.

La Asamblea de Accionistas es quien designa la proporción de directores independientes que requiere la Ley 26.831. El Directorio considera que esto es facultad de la Asamblea en cumplimiento de las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales.

Actualmente YPF tiene diecisiete (17) directores titulares, de los cuales cinco (5) revisten la condición de independientes y cinco (5) son ejecutivos, y once (11) 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.

La proporción de miembros ejecutivos, externos e independientes del Directorio, según define la normativa de la CNV guarda relación con la estructura de capital de la Emisora dado que, de los 17 miembros del Directorio nombrados por los accionistas en la Asamblea del 04 de junio de 2012, 5 de ellos revisten el carácter de Independiente, representando un 29,41 % de la totalidad de los miembros de dicho órgano.

II.4.2: Durante el año en curso, los accionistas acordaron a través de una Asamblea General una política dirigida a mantener una proporción de al menos 20% de miembros independientes sobre el número total de miembros del Órgano de Administración.

Si bien durante el año en curso, los accionistas no acordaron a través de una Asamblea General una política dirigida a mantener una proporción de al menos 20% de miembros independientes sobre el número total de miembros del Directorio, como se informa en el punto anterior, la Asamblea de Accionistas es quien designa la proporción de directores independientes que requiere la Ley 26.831 de acuerdo a las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales, resultando de dicha designación que un 29,41 % de la totalidad de los miembros del Directorio revisten el carácter de Independiente, de acuerdo a las designaciones de autoridades realizadas en la Asamblea General de Accionistas del 04 de junio de 2012.

Hacer una descripción de los aspectos relevantes de tal política y de cualquier acuerdo de accionistas que permita comprender el modo en que miembros del Órgano de Administración son designados y por cuánto tiempo.

No aplicable

Indicar si la independencia de los miembros del Órgano de Administración fue cuestionada durante el transcurso del año y si se han producido abstenciones por conflictos de interés.

La independencia de los miembros del Órgano de Administración no fue cuestionada durante el transcurso del año.

No se han producido abstenciones por conflictos de interés. Sin embargo, diversos miembros del Directorio juzgaron pertinente su abstención de votar resoluciones de ese órgano, en virtud de desempeñarse o estar relacionados en organismos y/o empresas involucradas en la resolución aprobada.

Recomendación II.5: Comprometer a que existan normas y procedimientos inherentes a la selección y propuesta de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora.

La emisora cumple con esta recomendación parcialmente a través del Comité de Compensaciones.

II.5.1: La Emisora cuenta con un Comité de Nombramientos:

II.5.1.1: integrado por al menos tres miembros del Órgano de Administración, en su mayoría independientes,

II.5.1.2: presidido por un miembro independiente del Órgano de Administración,

II.5.1.3: que cuenta con miembros que acreditan suficiente idoneidad y experiencia en temas de políticas de capital humano,

II.5.1.4: que se reúna al menos dos veces por año.

II.5.1.5: cuyas decisiones no son necesariamente vinculantes para la Asamblea General de Accionistas, sino de carácter consultivo en lo que hace a la selección de los miembros del Órgano de Administración.

Si bien la Sociedad no ha creado al momento un Comité de Nombramientos cuenta con el Comité de Compensaciones que entre otras funciones, según se expone en la recomendación VII.1, tiene a su cargo establecer las políticas para el reclutamiento y retención de Directivos de primera línea, de forma tal de contribuir a la competitividad de la compañía en el mercado; aprobar los contratos de empleo del personal Directivo de la empresa, los programas de retiro y desvinculación y demás cuestiones vinculadas con sus compensaciones y efectuar los análisis y estudios que le encomiende el Directorio con relación a la selección, retención y retribución del personal Directivo.

Asimismo, las funciones en cuanto al nombramiento de personas idóneas para ocupar los cargos de directores del Directorio se encuentran actualmente a cargo de la Asamblea de Accionistas de conformidad con la normativa vigente. El Directorio con el apoyo del Comité de Compensaciones y de la Dirección de Recursos Humanos están a cargo de las designaciones de los directores o gerentes de primera línea conforme lo exigido por el Estatuto.

Como corolario de lo expuesto la compañía no cumple con los puntos II.5.1, II.5.1.1, II.5.1.2 y II.5.1.5, considerándose que el grado de cumplimiento parcial de esta recomendación podrá ser revisado en el futuro.

II.5.2: En caso de contar con un Comité de Nombramientos, el mismo:

II.5.2.1: verifica la revisión y evaluación anual de su reglamento y sugiere al Órgano de Administración las modificaciones para su aprobación,

II.5.2.2: propone el desarrollo de criterios (calificación, experiencia, reputación profesional y ética, otros) para la selección de nuevos miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea,

II.5.2.3: identifica los candidatos a miembros del Órgano de Administración a ser propuestos por el Comité a la Asamblea General de Accionistas,

II.5.2.4: sugiere miembros del Órgano de Administración que habrán de integrar los diferentes Comités del Órgano de Administración acorde a sus antecedentes,

II.5.2.5: recomienda que el Presidente del Directorio no sea a su vez el Gerente General de la Emisora,

II.5.2.6: asegura la disponibilidad de los curriculum vitae de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de la primera línea en la web de la Emisora, donde quede explicitada la duración de sus mandatos en el primer caso,

II.5.2.7: constata la existencia de un plan de sucesión del Órgano de Administración y de gerentes de primera línea.

II.5.3: De considerar relevante agregar políticas implementadas realizadas por el Comité de Nombramientos de la Emisora que no han sido mencionadas en el punto anterior.

El grado de cumplimiento de estas prácticas es parcial, cumpliéndose parcialmente el punto II.5.2.7. Ver recomendación VII.1.

Recomendación II.6: Evaluar la conveniencia de que miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia desempeñen funciones en diversas Emisoras.

La emisora cumple con esta recomendación.

La Emisora establece un límite a los miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia para que desempeñen funciones en otras entidades que no sean del grupo económico, que encabeza y/o integra la Emisora. Especificar dicho límite y detallar si en el transcurso del año se verificó alguna violación a tal límite.

El Directorio de la Sociedad no establece límites a los miembros del Órgano de Administración y/o síndicos para que desempeñen funciones en otras entidades que no sean del grupo económico, que encabeza y/o integra la Emisora. Asimismo, el Directorio 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.

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 y público.

Recomendación II.7: Asegurar la Capacitación y Desarrollo de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora.

La sociedad cumple con esta recomendación y con las prácticas asociadas a ella.

II.7.1: La Emisora cuenta con Programas de Capacitación continua vinculado a las necesidades existentes de la Emisora para los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea, que incluyen temas acerca de su rol y responsabilidades, la gestión integral de riesgos empresariales, conocimientos específicos del negocio y sus regulaciones, la dinámica de la gobernanza de empresas y temas de responsabilidad social empresaria. En el caso de los miembros del Comité de Auditoría, normas contables internacionales, de auditoría y de control interno y de regulaciones específicas del mercado de capitales.

Describir los programas que se llevaron a cabo en el transcurso del año y su grado de cumplimiento.

Permanentemente 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 capacitaciones para los directores del Directorio y además a los que son miembros del Comité de Auditoría. En el Plan de Actuación del referido Comité, se prevé la necesidad de tales actividades específicas de capacitación para sus miembros. En ese sentido, los miembros del Comité de Auditoría se capacitaron en las Jornadas de actualización Plan de Capacitación para los miembros del Comité de Auditoría sobre Normas NIIF, entre otras capacitaciones realizadas.

Se detallan a continuación algunas de las capacitaciones realizadas por los miembros del Directorio y gerentes de primera línea:

Actividades relacionadas con la cultura de la seguridad y el desarrollo sustentable, aspectos que conforman el perfil del líder en este nuevo tiempo de Compañía; curso sobre las 6 Reglas de Oro de la Seguridad en YPF, formándose también en la práctica de la Conducción Segura, impulsando con su

ejemplo la capacitación en el tema de las 45.000 personas que conforman la plantilla propia y contratistas de la Compañía. Paralelamente participaron de la 1° conferencia del ciclo “Hacia una Gerencia Petrolera Integral”, facilitado por el referente mundial de la gerencia social y pionero de la ética para el desarrollo, Dr. Bernardo Kliksberg, donde analizaron y debatieron acerca de la gestión y el rol de la empresa responsable y sustentable, como generadora de impactos positivos en cada una de las comunidades en que opera. Asimismo, los Directores recibieron material y las normas aplicables relativos a sus deberes, obligaciones y responsabilidades al asumir su cargo en la Sociedad.

II.7.2: La Emisora incentiva, por otros medios no mencionadas en II.7.1, a los miembros de Órgano de Administración y gerentes de primera línea mantener una capacitación permanente que complemente su nivel de formación de manera que agregue valor a la Emisora. Indicar de qué modo lo hace.

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.

Asimismo ver II.7.1.

PRINCIPIO III. AVALAR UNA EFECTIVA POLÍTICA DE IDENTIFICACION, MEDICION, ADMINISTRACION Y DIVULGACION DEL RIESGO EMPRESARIAL

Recomendación III: El Órgano de Administración debe contar con una política de gestión integral del riesgo empresarial y monitorea su adecuada implementación.

La Sociedad cumple con esta recomendación y las prácticas asociadas a ella, a excepción de lo que se expone en el punto III.3, por cuanto conforme allí se indica la metodología aplicada actualmente satisface una correcta gestión de riesgos.

III.1: La Emisora cuenta con políticas de gestión integral de riesgos empresariales (de cumplimiento de los objetivos estratégicos, operativos, financieros, de reporte contable, de leyes y regulaciones, otros). Hacer una descripción de los aspectos más relevantes de las mismas.

Ver Recomendación II.1.1.8.

III.2: Existe un Comité de Gestión de Riesgos en el seno del Órgano de Administración o de la Gerencia General. Informar sobre la existencia de manuales de procedimientos y detallar los principales factores de riesgos que son específicos para la Emisora o su actividad y las acciones de mitigación implementadas. De no contar con dicho Comité, corresponderá describir el papel de supervisión desempeñado por el Comité de Auditoría en referencia a la gestión de riesgos.

El Comité de Auditoría cumple con el rol de supervisión a la gestión de riesgos, según se describe en las Recomendaciones II.1.1.8. y IV.1.

Asimismo, especificar el grado de interacción entre el Órgano de Administración o de sus Comités con la Gerencia General de la Emisora en materia de gestión integral de riesgos empresariales.

Remitirse a lo descrito en la Recomendación II.1.1.8.

III.3: Hay una función independiente dentro de la Gerencia General de la Emisora que implementa las políticas de gestión integral de riesgos (función de Oficial de Gestión de Riesgo o equivalente). Especificar.

La Sociedad no cuenta con una función independiente destinada a la implementación de una política de gestión integral de riesgos. Sin perjuicio de ello, dichas funciones son desarrolladas por el Comité de Auditoría, según lo descrito en la Recomendación II.1.1.8, lo cual se considera satisface una adecuada gestión en la materia.

III.4: Las políticas de gestión integral de riesgos son actualizadas permanentemente conforme a las recomendaciones y metodologías reconocidas en la materia. Indicar cuáles (Enterprise Risk

Management, de acuerdo con el marco conceptual de COSO —Committee of sponsoring organizations of the Treadway Commission—, ISO 31000, norma IRAM 17551, sección 404 de la Sarbanes-Oxley Act, otras).

Remitirse a lo descrito en la Recomendación II.1.1.8.

III.5: El Órgano de Administración comunica sobre los resultados de la supervisión de la gestión de riesgos realizada conjuntamente con la Gerencia General en los estados financieros y en la Memoria anual. Especificar los principales puntos de las exposiciones realizadas.

La Sociedad cumple con lo dispuesto por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIFF), incluyendo en sus Estados Contables la información relativa a la gestión de riesgos. Remitimos a lo previsto en relación a este punto en los Estados Contables adjuntos.

PRINCIPIO IV. SALVAGUARDAR LA INTEGRIDAD DE LA INFORMACION FINANCIERA CON AUDITORIAS INDEPENDIENTES.

Recomendación IV: Garantizar la independencia y transparencia de las funciones que le son encomendadas al Comité de Auditoría y al Auditor Externo.

La emisora cumple con la presente recomendación y con las prácticas asociadas a ella, salvo respecto de la práctica mencionada en el punto IV.4 en la que el cumplimiento es parcial.

IV.1: El Órgano de Administración al elegir a los integrantes del Comité de Auditoría, teniendo en cuenta que la mayoría debe revestir el carácter de independiente, evalúa la conveniencia de que sea presidido por un miembro 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 tres miembros del Comité, es decir la totalidad, revisten la condición de independientes.

El Comité de Auditoría previsto por la Ley 26.831 (antes por el 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 tres miembros titulares y un suplente, 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 la Ley 26.831 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 Ley 26.831 (antes Ley 17.811). 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 la Ley 26.831.
- 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 110 de la Ley 26.831.
- o) 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 NYSE.

IV.2: Existe una función de auditoría interna que reporta al Comité de Auditoría o al Presidente del Órgano de Administración y que es responsable de la evaluación del sistema de control interno.

Remitirse a lo descrito en la Recomendación II.1.1.8

Indicar si el Comité de Auditoría o el Órgano de Administración hace una evaluación anual sobre el desempeño del área de auditoría interna y el grado de independencia de su labor profesional, entendiéndose por tal que los profesionales a cargo de tal función son independientes de las restantes áreas operativas y además cumplen con requisitos de independencia respecto a los accionistas de control o entidades relacionadas que ejerzan influencia significativa en la Emisora.

El Comité de Auditoría o el Órgano de Administración hace una evaluación anual sobre el desempeño del área de auditoría interna. En ese sentido, el 7 de marzo de 2012 el Comité tomó conocimiento del informe presentado por el Director de Auditoría Interna sobre el grado de avance del Plan de Auditoría 2011. Asimismo, el Comité recibió información periódica durante el año 2012 sobre el grado de avance del Plan de Auditoría 2012, tomando conocimiento el 8 de marzo de 2013, sobre el informe presentado por el Director de Auditoría Interna sobre el cumplimiento de dicho plan.

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

Especificar, asimismo, si la función de auditoría interna realiza su trabajo de acuerdo con las normas internacionales para el ejercicio profesional de la auditoría interna emitidas por el Institute of Internal Auditors (IIA).

La función de auditoría interna se desarrolla teniendo en cuenta los requerimientos esenciales del *Institute of Internal Auditors* (IIA), y nuestras prácticas de auditoría están acordes a los principios y lineamientos establecidos por el IIA, dado que se siguen las mejores prácticas y estándares de la práctica profesional de la Auditoría Interna.

IV.3: Los integrantes del Comité de Auditoría hacen una evaluación anual de la idoneidad, independencia y desempeño de los Auditores Externos, designados por la Asamblea de Accionistas. Describir los aspectos relevantes de los procedimientos empleados para realizar la evaluación.

Remitirse a lo descrito en las Recomendaciones II.1.1.8. y IV.1.

IV.4: La Emisora cuenta con una política referida a la rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora y/o del Auditor Externo; y a propósito del último, si la rotación incluye a la firma de auditoría externa o únicamente a los sujetos físicos.

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, en el estatuto social de la Sociedad, en su artículo 20, se establece que los mismos pueden ser elegidos por el período de un ejercicio. Sin perjuicio de ello, los mismos pueden ser reelegidos.

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

PRINCIPIO V. RESPETAR LOS DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

Recomendación V.1: Asegurar que los accionistas tengan acceso a la información de la Emisora.

La sociedad cumple con esta recomendación y las prácticas asociadas a ella, salvo en los puntos V.2.2., V.2.3., V.2.4 y V.2.5, casos estos últimos en los que el cumplimiento es parcial.

V.1.1: El Órgano de Administración promueve reuniones informativas periódicas con los accionistas, coincidiendo con la presentación de los estados financieros intermedios. Explicitar, indicando la cantidad y frecuencia de las reuniones realizadas en el transcurso del año.

El Directorio de la Sociedad cumple con los regímenes informativos periódicos definidos por la LSC, las Normas de la CNV, el reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("BCBA") y la normativa de la SEC.

A su vez, la Sociedad realiza presentaciones de resultados todos los trimestres del año, la cual es transmitida por webcast en el website de YPF de manera online y es de libre acceso para cualquier accionista o potencial inversor. Dicha presentación, asimismo, queda disponible en el website de YPF con posterioridad, de la misma manera que todos los hechos relevantes y estados contables publicados por la Sociedad. No obstante ello, la Sociedad mantiene contacto mediante su departamento de Relación con Inversores, teniendo a su vez disponible un número telefónico y una casilla de mail para cualquier consulta o inquietud que pueda tener algún accionista o inversor, como así también un apartado específico dentro de la página web de YPF referido a toda información útil y relevante para el accionista o inversor.

V.1.2: La Emisora cuenta con mecanismos de información a inversores y con un área especializada para la atención de sus consultas. Adicionalmente cuenta con un sitio web que puedan acceder los accionistas y otros inversores, y que permita un canal de acceso para que puedan establecer contacto entre sí. Detallar.

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 por el Directorio 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.

La sociedad cuenta con un sitio web www.ypf.com al que pueden acceder los accionistas y público en general.

Recomendación V.2: Promover la participación activa de todos los accionistas.

La emisora cumple con esta recomendación.

V.2.1: El Órgano de Administración adopta medidas para promover la participación de todos los accionistas en las Asambleas Generales de Accionistas. Explicitar, diferenciando las medidas exigidas por ley de las ofrecidas voluntariamente por la Emisora a sus accionistas.

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.

V.2.2: La Asamblea General de Accionistas cuenta con un Reglamento para su funcionamiento que asegura que la información esté disponible para los accionistas, con suficiente antelación para la toma de decisiones. Describir los principales lineamientos del mismo.

La Sociedad no cuenta con un Reglamento de funcionamiento de la Asamblea de Accionistas y no considera actualmente que sea necesario tenerlo, ya que entiende que las normas previstas por la LSC y la CNV en la materia garantizan que la documentación que será tratada en cada Asamblea de accionistas, se encuentre a disposición de ellos dentro del plazo legal.

El Directorio envía a la CNV por medio de la AIF, a la BCBA, a la SEC y a la NYSE toda la información a considerar disponible así como las propuestas del Directorio, en su caso, sobre los temas a tratar por la Asamblea con por lo menos 20 días de anticipación. Asimismo, se entrega copia de la referida información a los accionistas al momento de registrarse para su participación en las asambleas.

V.2.3: Resultan aplicables los mecanismos implementados por la Emisora a fin que los accionistas minoritarios propongan asuntos para debatir en la Asamblea General de Accionistas de conformidad con lo previsto en la normativa vigente. Explicitar los resultados.

La Sociedad da cumplimiento a lo previsto en la LSC, que la Sociedad considera suficientes para proceder en caso que se presentare la situación descripta.

V.2.4: La Emisora cuenta con políticas de estímulo a la participación de accionistas de mayor relevancia, tales como los inversores institucionales. Especificar.

La Sociedad no cuenta con políticas adicionales de incentivo a la participación de accionistas que tengan una mayor relevancia.

Asimismo, la Sociedad cumple con la normativa que garantiza la participación de todos los accionistas por igual. Ver V.2.1.

V.2.5: En las Asambleas de Accionistas donde se proponen designaciones de miembros del Órgano de Administración se dan a conocer, con carácter previo a la votación: (i) la postura de cada uno de los candidatos respecto de la adopción o no de un Código de Gobierno Societario; y (ii) los fundamentos de dicha postura.

La Sociedad considera que de la aceptación del cargo de Director se desprende la obligación de dar cumplimiento a las normas sobre Gobierno Societario y a las normas internas de la Sociedad referidas a dichos aspectos.

Recomendación V.3: Garantizar el principio de igualdad entre acción y voto.

La Emisora cuenta con una política que promueva el principio de igualdad entre acción y voto. Indicar cómo ha ido cambiando la composición de acciones en circulación por clase en los últimos tres años.

El Estatuto de la Emisora recepta el principio de igualdad entre acción y voto, cumpliéndose en consecuencia con esta recomendación.

La composición accionaria por clases no ha variado en los últimos tres años, la misma es la siguiente:

Clases de acciones	Cantidad
Acciones Clase B	7.624
Acciones Clase C	40.422
Acciones Clase D	393.260.983

Recomendación V.4: Establecer mecanismos de protección de todos los accionistas frente a las tomas de control.

La emisora cumple con esta recomendación dentro del marco jurídico vigente y de las prácticas asociadas a ellas, con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley N° 26.831. La Sociedad analizará la necesidad de modificar su Estatuto con relación a esta materia, en caso de así resultara necesario en virtud de lo dispuesto en la Ley N° 26.831.

Recomendación V.5: Alentar la dispersión accionaria de la Emisora.

La Emisora cuenta con una dispersión accionaria de al menos 20 por ciento para sus acciones ordinarias. Caso contrario, la Emisora cuenta con una política para aumentar su dispersión accionaria en el mercado.

La emisora cumple esta recomendación y con las prácticas asociadas a ella.

Indicar cuál es el porcentaje de la dispersión accionaria como porcentaje del capital social de la Emisora y cómo ha variado en el transcurso de los últimos tres años.

Actualmente el Estado Nacional ejerce los derechos derivados de las acciones sujetas a expropiación en virtud de lo previsto por la Ley 26.741 y que representan el 51% del capital social de la Sociedad. La cantidad de acciones cuyos derechos ejerce el Estado Nacional asciende a 200.590.525, las cuales incluyen 200.589.525 acciones clase D de Repsol YPF S.A. y/o sociedades controladas sujetas a expropiación y 1.000 acciones Clase A.

El restante 49% está disperso entre accionistas minoritarios del país y el exterior (mediante ADRs). En los últimos 3 años estos porcentajes han variado sustancialmente, de acuerdo a lo expuesto a continuación:

Año 2010		Porcentaje sobre Capital
Repsol YPF (Grupo Control)		79,8%
Grupo Petersen		15,46%
Público		4,72%

Año 2011		Porcentaje sobre Capital
Repsol YPF (Grupo Control)		57,4%
Grupo Petersen		25,46%
Público		17,11%

Año 2012		Porcentaje sobre Capital
Poder Ejecutivo Nacional*		51%
Repsol YPF		11,82%
Público		37,18%

*En ejercicio de los derechos derivados de las acciones de Repsol sujetas a expropiación de acuerdo con la Ley 26.741.

Recomendación V.6: Asegurar que haya una política de dividendos transparente.

La distribución de dividendos de la emisora resulta transparente, si bien a través de mecanismos distintos de los previstos en la recomendación. Por tal motivo, cumple parcialmente con la práctica asociada a esta recomendación en el punto V.6.1. y cumple con la incluida en el punto V.6.2.

V.6.1: La Emisora cuenta con una política de distribución de dividendos prevista en el Estatuto Social y aprobada por la Asamblea de Accionistas en las que se establece las condiciones para distribuir dividendos en efectivo o acciones. De existir la misma, indicar criterios, frecuencia y condiciones que deben cumplirse para el pago de dividendos.

Conforme lo dispone la LSC, la fijación de la política de dividendos es decisión 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. La Asamblea no ha fijado a la fecha una política permanente.

V.6.2: La Emisora cuenta con procesos documentados para la elaboración de la propuesta de destino de resultados acumulados de la Emisora que deriven en constitución de reservas legales, estatutarias, voluntarias, pase a nuevo ejercicio y/o pago de dividendos.

Explicitar dichos procesos y detallar en que Acta de Asamblea General de Accionistas fue aprobada la distribución (en efectivo o acciones) o no de dividendos, de no estar previsto en el Estatuto Social.

La Sociedad documenta la elaboración de la propuesta de destino de resultados acumulados de la Sociedad que deriven en constitución de reservas legales, estatutarias, voluntarias, pase a nuevo ejercicio y/o pago de dividendos a través de la elaboración de la memoria anual y las actas de Directorio correspondientes.

PRINCIPIO VI. MANTENER UN VINCULO DIRECTO Y RESPONSABLE CON LA COMUNIDAD

Recomendación VI: Suministrar a la comunidad la revelación de las cuestiones relativas a la Emisora y un canal de comunicación directo con la empresa.

La emisora cumple con esta recomendación y con las prácticas asociadas a ella, con excepción de la prevista en el punto VI.2. respecto de la cual el cumplimiento es parcial.

VI.1: La Emisora cuenta con un sitio web de acceso público, actualizado, que no sólo suministre información relevante de la empresa (Estatuto Social, grupo económico, composición del Órgano de Administración, estados financieros, Memoria anual, entre otros) sino que también recoja inquietudes de usuarios en general.

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

Asimismo, 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.

VI.2: La Emisora emite un Balance de Responsabilidad Social y Ambiental con frecuencia anual, con una verificación de un Auditor Externo independiente. De existir, indicar el alcance o cobertura jurídica o geográfica del mismo y dónde está disponible. Especificar que normas o iniciativas han adoptado para llevar a cabo su política de responsabilidad social empresaria (Global Reporting Initiative y/o el Pacto Global de Naciones Unidas, ISO 26.000, SA8000, Objetivos de Desarrollo del Milenio, SGE 21-Foretica, AA 1000, Principios de Ecuador, entre otras).

En el mes de diciembre de 2012, YPF presentó ante el Pacto Global de Naciones Unidas su Comunicación para el Progreso. Dicho informe da cuenta de las acciones realizadas por la compañía en la Argentina desde abril de 2012 hasta diciembre, vinculadas con los grupos de interés de la compañía y respondiendo ante los estándares propuestos por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo. Incluye información de actividades relacionadas con Derechos Humanos, Condiciones Laborales, Medioambiente y Transparencia. De esta manera, YPF mantuvo la comunicación de sus acciones anuales con los grupos de interés y con el medioambiente.

No se ha auditado externamente, dado que no es un condicionante excluyente para la presentación del documento.

La Comunicación del Progreso de YPF se encuentra disponible para todos los públicos en la intranet de la compañía, en la página web ypf.com y en la página web del Pacto Global de la ONU. Ver también Recomendación II.1.1.7.

PRINCIPIO VII. REMUNERAR DE FORMA JUSTA Y RESPONSABLE

Recomendación VII: Establecer claras políticas de remuneración de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora, con especial atención a la consagración de limitaciones convencionales o estatutarias en función de la existencia o inexistencia de ganancias.

La compañía cumple con esta recomendación, aplicándose mecanismos internos a fin de resguardar los límites legales y estatutarios existentes para la aprobación de remuneraciones, habiéndose creado a tal fin un Comité de Compensaciones cuya conformación y funcionamiento por las razones que se exponen en cada caso atiende las prácticas asociadas a esta recomendación individualizadas por la CNV, salvo aquellas que se identifican en los puntos VII.1.1. y 1.1. 2, respecto de las cuales el cumplimiento puede calificarse como parcial, ya que si bien no se reúnen las condiciones de independencia requeridas para los integrantes del Comité de Compensaciones el reglamento de funcionamiento de dicho Órgano contiene herramientas que garantizan la objetividad y transparencia de su accionar.

VII.1: La Emisora cuenta con un Comité de Remuneraciones:

VII.1.1: integrado por al menos tres miembros del Órgano de Administración, en su mayoría independientes,

VII.1.2: presidido por un miembro independiente del Órgano de Administración,

VII.1.3: que cuenta con miembros que acreditan suficiente idoneidad y experiencia en temas de políticas de recursos humanos,

VII.1.4: que se reúna al menos dos veces por año.

VII.1.5: cuyas decisiones no son necesariamente vinculantes para la Asamblea General de Accionistas ni para el Consejo de Vigilancia, sino de carácter consultivo en lo que hace a la remuneración de los miembros del Órgano de Administración.

VII.2: En caso de contar con un Comité de Remuneraciones, el mismo:

VII.2.1: asegura que exista una clara relación entre el desempeño del personal clave y su remuneración fija y variable, teniendo en cuenta los riesgos asumidos y su administración,

VII.2.2: supervisa que la porción variable de la remuneración de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea se vincule con el rendimiento a mediano y/o largo plazo de la Emisora,

VII.2.3: revisa la posición competitiva de las políticas y prácticas de la Emisora con respecto a remuneraciones y beneficios de empresas comparables, y recomienda o no cambios,

VII.2.4: define y comunica la política de retención, promoción, despido y suspensión de personal clave,

VII.2.5: informa las pautas para determinar los planes de retiro de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora,

VII.2.6: da cuenta regularmente al Órgano de Administración y a la Asamblea de Accionistas sobre las acciones emprendidas y los temas analizados en sus reuniones,

VII.2.7: garantiza la presencia del Presidente del Comité de Remuneraciones en la Asamblea General de Accionistas que aprueba las remuneraciones al Órgano de Administración para que explique la política de la Emisora, con respecto a la retribución de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea.

VII.3: De considerar relevante mencionar las políticas aplicadas por el Comité de Remuneraciones de la Emisora que no han sido mencionadas en el punto anterior.

VII.4: En caso de no contar con un Comité de Remuneraciones, explicar cómo las funciones descritas en VII. 2 son realizadas dentro del seno del propio Órgano de Administración.

La Sociedad cuenta con un Comité de Compensaciones destinado a evaluar y fijar pautas de compensación al CEO de la Compañía, a los directores de primera línea y a aquellos Directores del Directorio con funciones ejecutivas en la Sociedad.

El Comité está integrado por tres miembros titulares y un miembro suplente del Órgano de Administración, y cuenta con el asesoramiento externo de una persona física o jurídica reconocida por su idoneidad y experiencia en temas de recursos humanos y en políticas de compensación. Asimismo, las condiciones de contratación acordadas por el Comité cuentan con el respaldo externo de consultoras reconocidas en el mercado en materia de compensaciones para la alta dirección y su ejecución dentro de los límites fijados por la Asamblea es validada mediante la intervención de contadores externos e independientes de reconocido prestigio, mecanismos estos que tienen por objeto garantizar la objetividad y transparencia de la actuación del Comité. Los miembros del Comité se reúnen con una frecuencia no menor a dos veces por año y toda vez que fuera necesario a iniciativa de cualquiera de sus miembros.

La Sociedad entiende que en su situación actual ante una reciente modificación total de la integración del Directorio, resulta conveniente la conformación del Comité de Compensaciones con Directores que tienen a su cargo funciones ejecutivas, a fin de facilitar un involucramiento activo del Comité en cuestiones atinentes a la planificación y gestión de recursos humanos al interior de la empresa, que se

entienden relevantes en un contexto de revisión de los principales lineamientos corporativos en la materia.

Sus decisiones no son vinculantes para la Asamblea General de Accionistas, sino de carácter consultivo en lo que hace a la remuneración de los miembros del Órgano de Administración.

El Comité:

- asegura que exista una clara relación entre el desempeño del personal clave y su remuneración fija y variable, teniendo en cuenta los riesgos asumidos y su administración,
- Establece las retribuciones fijas y variables de los integrantes del Directorio que cumplieran funciones ejecutivas, técnico-administrativas o comisiones especiales y de los Directores de primera línea.
- revisa la posición competitiva de las políticas y prácticas de la Emisora con respecto a remuneraciones y beneficios de empresas comparables, y recomienda o no cambios.
- Emite un reporte anual al Directorio sobre las acciones emprendidas y los temas analizados en sus reuniones,

Sin perjuicio de lo expuesto, el Directorio mantiene su capacidad de control y el deber de someter a la aprobación de la asamblea anual de accionistas las remuneraciones que por todo concepto correspondan a los miembros del directorio, según lo previsto por el Estatuto y la LSC. En ese sentido, dichas remuneraciones son fijadas por la Asamblea de Accionistas de acuerdo a los resultados económicos y financieros del ejercicio en consideración y conforme las pautas legales objetivas y límites fijados 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.

PRINCIPIO VIII. FOMENTAR LA ETICA EMPRESARIAL

Recomendación VIII: Garantizar comportamientos éticos en la Emisora.

La Sociedad cumple con esta recomendación y con las prácticas asociadas a ella.

VIII.1: La Emisora cuenta con un Código de Conducta Empresaria. Indicar principales lineamientos y si es de conocimiento para todo público. Dicho Código es firmado por al menos los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea. Señalar si se fomenta su aplicación a proveedores y clientes.

La Sociedad cuenta con una Norma de Ética y Conducta y su Anexo, el Reglamento. Sus principales lineamientos consisten en establecer los valores y la visión de la compañía en relación a la conducta de YPF y de todos sus empleados en el cumplimiento de sus funciones y en sus relaciones comerciales y profesionales. Tiene disposiciones referidas a Derechos Humanos y libertades públicas, igualdad de oportunidades y no discriminación, seguridad y protección del Medio Ambiente, relación con los gobiernos – legalidad, competencia leal y defensa de la competencia, transparencia de la información, protección de datos personales y derecho a la intimidad, información reservada y confidencial, integridad en las relaciones con clientes, proveedores y socios, conflictos de intereses y uso y protección de los activos.

Por su parte, el Reglamento, define los ámbitos subjetivo y objetivo de aplicación y las normas de conducta a seguir en relación a la compraventa de valores e instrumentos financieros de YPF y de las sociedades del grupo cotizadas. También tiene previsiones sobre uso de información privilegiada, información relevante y transacciones sobre valores propios de la Sociedad. Asimismo, contiene previsiones sobre conflictos de interés, comunicación previa y deber de abstención.

Dicho Código es firmado por todos los miembros del Órgano de Administración, gerentes de primera línea y empleados en general de la Sociedad. También ver I.2 y 3, II.1.1.3, V.1.2 y VIII.1.

VIII.2: La Emisora cuenta con mecanismos para recibir denuncias de toda conducta ilícita o anti ética, en forma personal o por medios electrónicos garantizando que la información transmitida responda a altos estándares de confidencialidad e integridad, como de registro y conservación de la información. Indicar si el servicio de recepción y evaluación de denuncias es prestado por personal de la Emisora o por profesionales externos e independientes para una mayor protección hacia los denunciantes.

La Sociedad cuenta con mecanismos para recibir denuncias sobre el incumplimiento o vulneración de las conductas previstas en la Norma de Ética y Conducta de los empleados de YPF. La recepción y evaluación no es prestado por profesionales externos.

VIII.3: La Emisora cuenta con políticas, procesos y sistemas para la gestión y resolución de las denuncias mencionadas en el punto VIII.2. Hacer una descripción de los aspectos más relevantes de las mismas e indicar el grado de involucramiento del Comité de Auditoría en dichas resoluciones, en particular en aquellas denuncias asociadas a temas de control interno para reporte contable y sobre conductas de miembros del Órgano de Administración y gerentes de la primera línea.

El Comité de Auditoría recibe directamente las denuncias relativas a temas de contabilidad, de auditoría y aspectos del control interno, a través de un acceso en la página web de la compañía, el cual es monitoreado en forma constante, y en caso de recibir denuncias, las mismas son tratadas con la más estricta confidencialidad.

PRINCIPIO IX: PROFUNDIZAR EL ALCANCE DEL CODIGO

Recomendación IX: Fomentar la inclusión de las previsiones que hacen a las buenas prácticas de buen gobierno en el Estatuto Social.

El grado de cumplimiento de esta recomendación y de las prácticas asociadas a ella es parcial, sin perjuicio de lo que se expone seguidamente, a raíz de lo cual la emisora entiende que tal inclusión podría resultar innecesaria.

El Órgano de Administración evalúa si las previsiones del Código de Gobierno Societario deben reflejarse, total o parcialmente, en el Estatuto Social, incluyendo las responsabilidades generales y específicas del Órgano de Administración. Indicar cuales previsiones están efectivamente incluidas en el Estatuto Social desde la vigencia del Código hasta el presente.

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. Conforme el artículo 16, inc. a) de la Ley N° 26.741, la administración de YPF Sociedad Anónima debe llevarse a cabo conforme a las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo. En razón de lo expresado, el Directorio de la Sociedad considera que no es necesario modificar el texto del Estatuto Social, no obstante lo cual podrá en el futuro considerar la conveniencia de incluir otras disposiciones que hagan al buen gobierno societario.

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 los estados contables consolidados adjuntos de YPF SOCIEDAD ANONIMA (en adelante, mencionada indistintamente como “YPF SOCIEDAD ANONIMA” o la “Sociedad”) con sus sociedades controladas (las que se detallan en el Anexo I a dichos estados contables consolidados) que incluyen el balance general consolidado al 31 de diciembre de 2012, los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, 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 13 (la nota 1 describe las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los estados contables consolidados adjuntos) y sus anexos I, II y III.

Las cifras y otra información correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2011 y al 1 de enero de 2011 (esta última es la fecha de transición a Normas Internacionales de Información Financiera) son parte integrante de los estados contables consolidados mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados contables.

El Directorio de la Sociedad es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados contables consolidados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) como normas contables profesionales, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por su sigla en inglés) e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores a su normativa. Asimismo, el Directorio es responsable de la existencia del control interno que considere necesario para posibilitar la preparación de estados contables libres de distorsiones significativas originadas en errores o en irregularidades. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados contables consolidados mencionados en el primer párrafo de este capítulo, basada en nuestro examen efectuado con el alcance mencionado en el capítulo 2 siguiente.

2. Alcance del trabajo

Nuestro examen fue realizado de acuerdo con las normas de auditoría de la Resolución Técnica N° 7 de la FACPCE. 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 elementos de juicio 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 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, con la finalidad de seleccionar los procedimientos de auditoría que resulten apropiados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Sociedad.

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 1.a) a los estados contables consolidados mencionados en el primer párrafo del capítulo 1, éstos han sido preparados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera, siendo éste el primer ejercicio económico en que la Sociedad aplica dichas normas. Los efectos de los cambios originados por la aplicación de esta nueva base contable se presentan en la nota 1.b) a los estados contables consolidados adjuntos.

4. Dictamen

En nuestra opinión, los estados contables consolidados mencionados en el primer párrafo 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 al 31 de diciembre de 2012, y los resultados integrales consolidados, la evolución de su patrimonio neto consolidado y el flujo consolidado de su efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera.

5. Información requerida por disposiciones vigentes

- a) Los estados contables consolidados mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 de este informe han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con las normas aplicables de la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 y de la Comisión Nacional de Valores.
- b) Las cifras de los estados contables consolidados mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 de este informe surgen de aplicar los procedimientos de consolidación establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera a partir de los estados contables individuales de las sociedades que integran el grupo económico, las que se detallan en el Anexo I a los estados contables consolidados adjuntos. Los estados contables individuales de la Sociedad surgen de sus registros contables que, en sus aspectos formales, han sido llevados de conformidad con las disposiciones legales vigentes. En cumplimiento de las normas aplicables de la Comisión Nacional de Valores, informamos que, según nuestro criterio, los sistemas de registro contable de la Sociedad mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base a las cuales fueron oportunamente autorizadas.

- c) Los estados contables consolidados mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 de este informe se encuentran transcritos en el libro Inventarios y balances de la Sociedad.
- d) Como parte de nuestro trabajo, cuyo alcance se describe en el capítulo 2, hemos revisado la Reseña informativa requerida por la Comisión Nacional de Valores, preparada por el Directorio y sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular.
- e) En cumplimiento de las normas aplicables 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: 96%.
 - 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: 61%.
 - 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: 58%.
- f) 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 2012 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a \$ 56.623.672 y no era exigible a esa fecha.
- g) 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, en relación con la sociedad controlante.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 11 de marzo de 2013.

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

Guillermo D. Cohen
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y COMPARATIVOS

Índice	Página
– Carátula	1
– Balance general consolidado	2
– Estado de resultados integrales consolidado	3
– Estado de evolución del patrimonio neto consolidado	4
– Estado de flujo de efectivo consolidado	5
– Notas a los estados contables consolidados:	
1) Estados contables consolidados:	
a) <i>Bases de presentación</i>	6
b) <i>Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)</i>	7
c) <i>Políticas contables significativas</i>	
c.1) <i>Moneda Funcional y de Presentación</i>	14
c.2) <i>Activos financieros</i>	15
c.3) <i>Bienes de cambio</i>	15
c.4) <i>Activos intangibles</i>	16
c.5) <i>Inversiones</i>	17
c.6) <i>Bienes de uso</i>	17
c.7) <i>Provisiones</i>	20
c.8) <i>Deterioro del valor de los bienes de uso y activos intangibles</i>	20
c.9) <i>Metodología para la estimación del valor recuperable</i>	21
c.10) <i>Planes de beneficios y obligaciones similares</i>	22
c.11) <i>Criterio de reconocimiento de ingresos</i>	23
c.12) <i>Método de reconocimiento de ingresos y costos de obras en contratos de construcción</i>	24
c.13) <i>Arrendamientos</i>	25
c.14) <i>Utilidad neta por acción</i>	25
c.15) <i>Pasivos financieros</i>	25
c.16) <i>Impuestos, retenciones y regalías</i>	25
c.17) <i>Cuentas de patrimonio neto</i>	27
c.18) <i>Nuevos estándares emitidos</i>	28
d) <i>Estimaciones y Juicios Contables</i>	29
e) <i>Gestión de Riesgos Financieros</i>	30

2) Detalle de los principales rubros de los estados contables consolidados:	
a) <i>Efectivo y equivalentes de efectivo</i>	36
b) <i>Créditos por ventas</i>	36
c) <i>Otros créditos y anticipos</i>	37
d) <i>Bienes de cambio</i>	38
e) <i>Inversiones en sociedades</i>	38
f) <i>Evolución de los Activos Intangibles</i>	38
g) <i>Composición y evolución de los Bienes de Uso</i>	39
h) <i>Cuentas por pagar</i>	41
i) <i>Préstamos</i>	41
j) <i>Provisiones</i>	43
k) <i>Ingresos, costo de ventas y gastos</i>	44
3) Provisiones para juicios, reclamos y pasivos ambientales	46
4) Capital Social	61
5) Inversiones en sociedades y en Uniones Transitorias de Empresas	63
6) Saldos y operaciones con partes relacionadas	64
7) Planes de beneficios y obligaciones similares	67
8) Arrendamientos operativos	69
9) Utilidad neta por acción	69
10) Impuesto a las ganancias	70
11) Pasivos contingentes y compromisos contractuales:	
a) <i>Pasivos contingentes</i>	71
b) <i>Compromisos contractuales</i>	76
12) Información consolidada sobre segmentos de negocio	84
13) Hechos posteriores	85
– Anexos a los estados contables	86

YPF SOCIEDAD ANONIMA

Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

EJERCICIO ECONOMICO Nº 36

INICIADO EL 1 DE ENERO DE 2012

ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 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 2012

(expresado en pesos)

- Capital suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública. 3.933.127.930 ⁽¹⁾

(1) Representado por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales de valor nominal \$10 con derecho a 1 voto por acción.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

BALANCE GENERAL CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y COMPARATIVOS

(expresados en millones de pesos – Nota 1.c.1)

	Notas	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011	1 de enero de 2011
Activo No Corriente				
Activos intangibles	2.f	1.492	1.300	927
Bienes de uso	2.g	56.971	43.522	34.658
Inversiones en sociedades	2.e	1.914	2.013	1.839
Activos por impuesto diferido	10	48	30	-
Otros créditos y anticipos	2.c	1.161	882	1.554
Créditos por ventas	2.b	15	22	28
Total del activo no corriente		61.601	47.769	39.006
Activo Corriente				
Bienes de cambio	2.d	6.922	6.006	3.748
Otros créditos y anticipos	2.c	2.635	2.788	2.756
Créditos por ventas	2.b	4.044	3.315	3.163
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.a	4.747	1.112	2.326
Total del activo corriente		18.348	13.221	11.993
Total del activo		79.949	60.990	50.999
Patrimonio Neto				
Aportes de los propietarios		10.674	10.674	11.854
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		20.586	12.746	10.834
Total Patrimonio Neto (según estados respectivos)		31.260	23.420	22.688
Pasivo No Corriente				
Provisiones	2.j	10.663	9.206	8.088
Pasivos por impuesto diferido	10	4.685	2.724	2.048
Otras cargas fiscales		101	136	137
Remuneraciones y cargas sociales		48	38	38
Préstamos	2.i	12.100	4.435	1.521
Cuentas por pagar	2.h	162	60	59
Total del pasivo no corriente		27.759	16.599	11.891
Pasivo Corriente				
Provisiones	2.j	820	965	857
Impuesto a las ganancias a pagar		541	-	1.748
Otras cargas fiscales		920	511	621
Remuneraciones y cargas sociales		789	537	390
Préstamos	2.i	5.004	7.763	5.829
Cuentas por pagar	2.h	12.856	11.195	6.975
Total del pasivo corriente		20.930	20.971	16.420
Total del pasivo		48.689	37.570	28.311
Total Patrimonio Neto y Pasivo		79.949	60.990	50.999

Las Notas 1 a 13 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADO

POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y COMPARATIVOS

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

	<u>Notas</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Ingresos ordinarios	2.k	67.174	56.211
Costo de ventas	2.k	(50.267)	(41.143)
Utilidad bruta		<u>16.907</u>	<u>15.068</u>
Gastos de comercialización	2.k	(5.662)	(5.438)
Gastos de administración	2.k	(2.232)	(1.822)
Gastos de exploración	2.k	(582)	(574)
Otros egresos, netos	2.k	(528)	(46)
Utilidad operativa		<u>7.903</u>	<u>7.188</u>
Resultado de las inversiones en sociedades		114	685
Resultados financieros:			
Generados por activos			
Intereses		198	180
Diferencia de cambio		(337)	(173)
Generados por pasivos			
Intereses		(1.557)	(1.045)
Diferencia de cambio		2.244	751
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias		<u>8.565</u>	<u>7.586</u>
Impuesto a las ganancias	10	(2.720)	(2.495)
Impuesto diferido	10	(1.943)	(646)
Utilidad neta del ejercicio ⁽¹⁾		<u>3.902</u>	<u>4.445</u>
Utilidad neta por acción básica y diluida	9	<u>9,92</u>	<u>11,30</u>
Otros resultados integrales			
Resultados actuariales – Planes de pensión		18	(12)
Diferencia de conversión de inversiones en sociedades		(198)	(110)
Diferencia de conversión de YPF S.A.		4.421	1.974
Total otros resultados integrales del ejercicio		<u>4.241</u>	<u>1.852</u>
Resultado integral total del ejercicio ⁽¹⁾		<u>8.143</u>	<u>6.297</u>

(1) Integramente atribuido a los accionistas de YPF S.A.

Las Notas 1 a 13 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y COMPARATIVOS

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

	Aportes de los propietarios				Reserva legal	Reserva para futuros dividendos	Reserva para inversiones	Otros resultados integrales	Resultados acumulados ⁽³⁾	Total del patrimonio neto ⁽²⁾
	Capital suscrito	Ajuste del capital	Primas de emisión	Total						
Saldos al 1 de enero de 2011	3.933	7.281	640	11.854	2.243	596	-	-	7.995	22.688
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 4)	-	(1.180)	-	(1.180)	-	-	-	-	1.180	-
- Desafectación de la Reserva legal (Nota 4)	-	-	-	-	(236)	-	-	-	236	-
- Desafectación de la Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	(596)	-	-	596	-
- Apropriación 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)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	1.852	-	1.852
Reclasificación de resultados actuariales – Planes de pensión	-	-	-	-	-	-	-	12	(12)	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	4.445	4.445
Saldos al 31 de diciembre de 2011	3.933	6.101	640	10.674	2.007	1.057	-	1.864	7.818	23.420
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 17 de julio de 2012:										
- Desafectación de la Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	(1.057)	-	-	1.057	-
- Apropriación a Reserva para inversiones	-	-	-	-	-	-	5.751	-	(5.751)	-
- Apropriación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	303	-	-	(303)	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 6 de noviembre de 2012:										
- Dividendos en efectivo (0,77 por acción)	-	-	-	-	-	(303)	-	-	-	(303)
Otros resultados integrales de ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	4.241	-	4.241
Reclasificación de resultados actuariales – Planes de pensión	-	-	-	-	-	-	-	(18)	18	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	3.902	3.902
Saldos al 31 de diciembre de 2012	3.933	6.101	640	10.674	2.007	-	5.751	6.087 ⁽¹⁾	6.741	31.260

(1) Incluye 6.395 correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de YPF S.A. y (308) correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de las inversiones en sociedades con moneda funcional distinta del dólar, tal como se detalla en la Nota 1.c.1.

(2) Integramente atribuido a los accionistas de YPF S.A.

(3) Incluye 3.648 correspondientes al ajuste inicial por implementación de las NIIF que en virtud de la Resolución General N° 609 de la CNV, será imputado en la próxima asamblea a una reserva especial. Ver adicionalmente Nota 1.c.17.

Las Notas 1 a 13 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y COMPARATIVOS

(expresados en millones de pesos – Nota 1.c.1)

	Al 31 de diciembre de 2012	Al 31 de diciembre de 2011
Flujos de Efectivo de las operaciones		
Utilidad neta consolidada	3.902	4.445
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:		
Resultados de las inversiones en sociedades	(114)	(685)
Depreciación de bienes de uso	8.129	6.438
Amortización de activos intangibles	152	61
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	1.170	1.022
(Disminución) aumento neto de provisiones de bienes de uso	(1)	21
Cargo por impuesto a las ganancias	4.663	3.141
Aumento neto de provisiones incluidas en el pasivo	2.208	1.261
Cambios en activos y pasivos :		
Créditos por ventas	(517)	14
Otros créditos y anticipos	22	745
Bienes de cambio	(916)	(2.258)
Cuentas por pagar	1.857	2.330
Otras cargas fiscales	374	(111)
Remuneraciones y cargas sociales	262	147
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.406)	(1.126)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros ⁽¹⁾	(825)	895
Dividendos cobrados	388	579
Pagos de impuestos a las ganancias	(2.047)	(4.233)
Flujos de Efectivo de las Operaciones	<u>17.301</u>	<u>12.686</u>
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión⁽²⁾		
Pagos por inversiones:		
Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(16.403)	(12.156)
Aportes de capital en inversiones en sociedades	-	(2)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	<u>(16.403)</u>	<u>(12.158)</u>
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
Pago de préstamos	(28.253)	(16.997)
Pago de intereses	(920)	(457)
Préstamos obtenidos	32.130	21.175
Dividendos pagados	(303)	(5.565)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	<u>2.654</u>	<u>(1.844)</u>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	<u>83</u>	<u>102</u>
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes	<u>3.635</u>	<u>(1.214)</u>
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	1.112	2.326
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio	4.747	1.112
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes	<u>3.635</u>	<u>(1.214)</u>
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL EJERCICIO		
- Caja y Bancos	950	777
- Otros Activos Financieros	3.797	335
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL EJERCICIO	<u>4.747</u>	<u>1.112</u>

(1) No incluye la diferencia de cambio generada por el efectivo y sus equivalentes, la que se expone de manera separada en el presente cuadro.

(2) Las principales transacciones de inversión que no requirieron el uso de efectivo o equivalentes de efectivo consistieron en adquisiciones de bienes de uso y cánones por extensión de concesiones pendientes de cancelación al cierre del período.

Las Notas 1 a 13 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS

POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y COMPARATIVOS

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

1. ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS

1.a) Bases de presentación

- Aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera

Los estados contables consolidados de YPF S.A. (en adelante “YPF”) y sus sociedades controladas (en adelante y en su conjunto, el “Grupo” o la “Sociedad”) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 se presentan sobre la base de la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”). La adopción de las mismas, tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés) fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) y por las Normas de la Comisión Nacional del Valores (“CNV”). Las NIIF son de aplicación obligatoria para YPF, según la norma contable profesional y las normas regulatorias antes citadas, a partir del ejercicio que se inició el 1 de enero de 2012. Los efectos de los cambios que origina la aplicación de las NIIF se presentan en el acápite 1.b) de la presente Nota.

Los importes y otra información correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2011 y al 1 de enero de 2011 (esta última es la fecha de transición a NIIF) son parte integrante de los estados contables consolidados mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados contables.

- Uso de estimaciones

La preparación de los estados contables consolidados de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es del Directorio de la Sociedad, requiere efectuar ciertas estimaciones contables y que el Directorio y la Gerencia realicen juicios al aplicar las normas contables. Las áreas con mayor grado de complejidad y que requieren mayores juicios, o aquellas en las que las asunciones o estimaciones resultan significativas se detallan en la Nota 1.d sobre estimaciones y juicios contables.

- Bases de Consolidación

A los efectos de la presentación de los estados contables consolidados, la consolidación se ha realizado aplicando el método de consolidación global a todas las sociedades controladas, que son aquellas sobre las que la Sociedad ejerce, directa o indirectamente, control, entendido como la capacidad de establecer/dirigir las políticas operativas y financieras de una sociedad para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, de más del 50% de las acciones con derecho a voto de una sociedad.

Las participaciones en Uniones Transitorias de Empresas y otros contratos similares (“UTES”) que otorgan a la Sociedad un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato, han sido consolidadas línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a las UTES se presentan en el Balance General Consolidado y en el Estado de Resultados Integral Consolidado de acuerdo con su naturaleza específica.

En el acápite a) del Anexo I se detallan las sociedades controladas consolidadas por consolidación global y en el Anexo II se detallan las principales UTES consolidadas proporcionalmente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

En el proceso de consolidación global se han eliminado los saldos, transacciones y resultados entre sociedades consolidadas.

Para la consolidación de las sociedades sobre las que se ejerce control, 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 las sociedades controladas que hubieran modificado el patrimonio de estas últimas. El motivo principal por el cual la fecha de los últimos estados contables publicados de ciertas sociedades controladas difiere de la fecha de publicación de los correspondientes a YPF obedece a razones de índole administrativa. Asimismo, los principios y criterios de contabilidad utilizados por las sociedades controladas se han homogeneizado, en caso de ser necesario, con los de YPF con el fin de presentar los estados contables consolidados con base de normas de valoración y presentación homogéneas. Los estados contables de las sociedades controladas cuya moneda funcional es distinta a la moneda de presentación se convierten utilizando el procedimiento establecido en la Nota 1.c.1.

La Sociedad, directa e indirectamente, posee participación en el 100% del capital de las sociedades consolidadas. Consecuentemente, no existen participaciones minoritarias materiales, tal como lo requiere la NIIF 12 "Exposición de participaciones en otras entidades", que requiera desglose adicional de información.

1.b) Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

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 aplicables al 31 de diciembre de 2012. 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 YPF 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: los activos antes mencionados valuados de acuerdo a las normas contables profesionales vigentes en la Argentina con anterioridad a la adopción de las NIIF (en adelante los "Principios de Contabilidad Previos") han sido adoptados como costo atribuido al 1 de marzo de 2003 y remedidos 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: fueron remedidos en dólares utilizando el tipo de cambio correspondiente a la fecha de incorporación o adquisición de cada activo.
- II. Las NIIF 9 (2010), "Instrumentos Financieros", NIIF 10, "Estados Contables consolidados", NIIF 11, "Acuerdos Conjuntos" y NIIF 12, "Exposición de participaciones en otras entidades", se han aplicado desde la fecha de transición.
- III. Las diferencias de conversión acumuladas a la fecha de transición a las NIIF, reconocidas en el patrimonio neto según los Principios de Contabilidad Previos, relacionados con las inversiones permanentes en el exterior de la Sociedad y expuestas en la línea "Resultados diferidos", a dicha fecha, han sido imputadas a resultados acumulados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

A continuación se exponen las conciliaciones del patrimonio neto al 1 de enero y 31 de diciembre 2011.

• **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>
Patrimonio Neto según Principios de Contabilidad Previos	19.040	18.735
1. Efecto de la aplicación de la moneda funcional y de presentación:		
a) Ajuste a bienes de uso y activos intangibles	5.040	6.438
b) Ajuste a bienes de cambio	137	266
c) Otros	283	327
2. Efecto en impuesto a las ganancias	(1.812)	(2.346)
Patrimonio Neto según NIIF	<u>22.688</u>	<u>23.420</u>

1. Efecto de la Aplicación de la Moneda Funcional y de Presentación:

Bajo los Principios de Contabilidad Previos, considerando las normas de la CNV hasta el 31 de diciembre de 2011, los estados contables se presentaban 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 la Resolución General N° 441 de la CNV, que discontinuó la reexpresión de los estados contables en moneda constante a partir del 1 de marzo de 2003. Las transacciones en moneda extranjera eran 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 eran reconocidas en los resultados del ejercicio.

Bajo NIIF las sociedades 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 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. Las partidas no monetarias, que se midan en términos de costo histórico, así como los resultados, son remedidas 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 sociedades controladas e inversiones en 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 conversión 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 conversión resultantes se reconocerán en Otros Resultados Integrales.

- 1.a) De acuerdo a la metodología mencionada precedentemente, la Sociedad ha procedido a valorar sus bienes de uso y activos intangibles en su moneda funcional, tomando en consideración para efectuar dicha valuación las dispensas que se mencionan en los apartados 1.a) y 1.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.
- 1.b) Asimismo, el ajuste que afecta el valor de los bienes de uso y activos intangibles, 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 y de ciertos activos intangibles según NIIF 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 y activos intangibles 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.
- 1.c) Incluye principalmente los ajustes resultantes de la aplicación del concepto de moneda funcional, según lo definido por las NIIF, a las inversiones en sociedades valuadas a su valor patrimonial proporcional.

2. 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 1.a y 1.b 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 balance general y su base fiscal, siendo diferencias temporarias impositivas, aquellas diferencias temporarias que dan lugar a cantidades impositivas al determinar la ganancia (pérdida) fiscal correspondiente a períodos 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 períodos 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 1 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 integral por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011:**

	31 de diciembre de 2011
Resultado del ejercicio según los Principios de Contabilidad Previos	5.296
1. Diferencias de cambio	1.113
2. Depreciación de bienes de uso y amortización de activos intangibles	(1.120)
3. Efecto en impuesto a las ganancias	(534)
4. Otros	(310)
Resultado del ejercicio según NIIF	4.445
5. Diferencias de conversión	1.864
6. Resultados actuariales – Planes de pensión	(12)
Resultado integral total del ejercicio según NIIF	6.297

1. 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.

2. Depreciación de bienes de uso y amortización de activos intangibles:

Corresponde a la diferencia en el cargo a resultados de las depreciaciones y amortizaciones del ejercicio producto del incremento en 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.

3. Efecto en impuesto a las ganancias:

Corresponde al efecto del impuesto a las ganancias de acuerdo a lo requerido por la NIC 12, "Impuesto a las ganancias".

4. 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

5. Diferencias de conversión:

Incluye el ajuste proveniente de la conversión a pesos (moneda de presentación) de los estados contables de la Sociedad preparados en su moneda funcional (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 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:

	2011
Bienes de Uso y Activos Intangibles	2.596
Bienes de cambio	367
Activos Monetarios	433
Pasivos Monetarios	(1.049)
Conversión de pasivos monetarios netos en pesos	(578)
Otros	95
Diferencia de conversión total	1.864

6. Resultados actuariales – Planes de Pensión:

De acuerdo con lo que se indica en la Nota 1.c.10.III, YPF Holdings Inc., sociedad controlada con operaciones en Estados Unidos de América, posee determinados planes de pensión de beneficios definidos y beneficios posteriores al retiro y al empleo.

Bajo los Principios de Contabilidad Previos, las pérdidas y ganancias por cambios en los supuestos actuariales se reconocían en el rubro “Otros egresos, netos” del estado de resultados.

Bajo NIIF, de acuerdo a lo establecido por la NIC 19, “Beneficios a empleados”, las pérdidas y ganancias por cambios en los supuestos actuariales se reconocen dentro de los Otros Resultados Integrales, y no pueden ser reclasificados a ganancia o pérdida en el período subsecuente sino que son reclasificados directamente a resultados acumulados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Estados de flujo de efectivo consolidado resumidos

El efectivo y los equivalentes de efectivo al inicio y cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011, y el estado de flujo de efectivo consolidado resumido por el ejercicio, terminado en esa fecha, remediados en dólares y convertidos a pesos bajo NIIF, luego de dar efecto a los ajustes detallados anteriormente y la eliminación de la consolidación proporcional referida en el acápite "Inversiones en Acuerdos Conjuntos", es presentado a continuación:

	2011
Efectivo generado por las operaciones	12.686
Efectivo aplicado a las actividades de inversión	(12.158)
Efectivo aplicado a las actividades de financiación	(1.844)
Disminución neta del efectivo	(1.316)
Efectivo al inicio del ejercicio	2.326
Diferencia de cambio del efectivo al cierre del ejercicio	102
Efectivo al cierre del ejercicio	1.112

El estado de flujo de efectivo de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 fue modificado principalmente a causa de la desconsolidación de las inversiones en Acuerdos Conjuntos, referidas en el acápite "Inversiones en Acuerdos Conjuntos", lo cual genera una disminución en el efectivo al inicio y al cierre del ejercicio 2011 de 201 y 336, respectivamente. Asimismo se ha generado una disminución en el efectivo generado por actividades operativas de 553, una disminución en el efectivo aplicado a actividades de inversión de 120 y una disminución en el efectivo aplicado a actividades de financiación de 196 por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011. Adicionalmente, los pagos por intereses correspondientes a operaciones financieras han sido expuestos dentro de las actividades de financiación, todo lo cual era expuesto bajo los Principios de Contabilidad Previos dentro del efectivo generado/(aplicado) a las operaciones.

• Principales reclasificaciones

En forma adicional se detallan a continuación ciertas reclasificaciones originadas por la aplicación por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera:

1. 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 consideraban como bienes de uso.

El valor neto contable de los oleoductos y las instalaciones relacionadas incluidas bajo el alcance del CINIIF 12 ascendió a 669 y 804 al 1 de enero y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.

2. Efecto aplicación de la NIIF 6, “Exploración y evaluación de Recursos Minerales”:

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 eran expuestos dentro del rubro bienes de uso.

El valor neto contable de los activos bajo el alcance de la NIIF 6 ascendió a 154 y 345 al 1 de enero y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.

3. Inversiones en Acuerdos Conjuntos:

Bajo los Principios de Contabilidad Previos, considerando las normas de la CNV, YPF consolidaba proporcionalmente, neto de los saldos y las operaciones entre compañías, los activos, pasivos, ingresos y gastos de las inversiones y UTEs en las cuales el control es conjunto.

De acuerdo a lo establecido por la NIIF 11, “Acuerdos Conjuntos”, y NIC 28 (2011), “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos”, las inversiones en las cuales dos o más partes tienen el control conjunto (definido como “Acuerdo Conjunto”) deben ser clasificadas en cada caso como Operación Conjunta (cuando las partes que tienen el control conjunto tienen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos relacionados al Acuerdo Conjunto) o Negocio Conjunto (cuando las partes que ejercen el control conjunto tienen los derechos sobre los activos netos del Acuerdo Conjunto). Considerando dicha clasificación, las Operaciones Conjuntas deben ser consolidadas proporcionalmente, mientras que los Negocios Conjuntos son registrados por el método del valor patrimonial proporcional.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

De acuerdo al análisis de los contratos de Acuerdo Conjunto en los que participa YPF, la Gerencia de YPF ha determinado que las inversiones en sociedades que bajo los Principios de Contabilidad Previos se definían como sociedades bajo control conjunto (y en consecuencia se consolidaban proporcionalmente) se clasifican de acuerdo con las NIIF como Negocios Conjuntos, mientras que la participación en las UTEs y consorcios se clasifican según las NIIF como Operaciones Conjuntas.

El efecto derivado de la desconsolidación de las inversiones clasificadas como Negocios Conjuntos generó una disminución de 934 y 1.207 en el total de activos consolidados y el total de pasivos consolidados al 1 de enero y 31 de diciembre de 2011, respectivamente, y una disminución de 2.312 en las ventas netas consolidadas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011.

4. Retenciones a las exportaciones:

Las retenciones a las exportaciones que bajo los Principios de Contabilidad Previos se exponían en el rubro "ventas netas", bajo NIIF se exponen en la línea "Impuestos, tasas y contribuciones" tal como se detalla en la Nota 2.k).

1.c) Políticas Contables Significativas

1.c.1) Moneda Funcional, de Presentación y efecto impositivo en Otros resultados integrales

Moneda funcional:

Tal como se menciona en la Nota 1.b), YPF, sobre la base de los parámetros establecidos en la NIC 21, ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense. Los activos, pasivos y resultados correspondientes a las sociedades controladas y las inversiones en sociedades, se expresan en sus respectivas monedas funcionales. Los efectos de la conversión a dólares de la información contable de las sociedades cuya moneda funcional es distinta del dólar se registran en "Otros resultados integrales" del ejercicio.

Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional de YPF se consideran transacciones en "moneda extranjera" y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes). Al cierre de cada ejercicio o al momento de su cancelación, los saldos de las partidas monetarias en moneda extranjera se convierten a moneda funcional al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio que surgen de tal valoración, se registran en el apartado "Resultados financieros" del Estado de Resultados Integral del ejercicio en que se producen.

Moneda de Presentación:

De acuerdo a lo establecido por la Resolución N° 562 de la CNV, la Sociedad debe presentar sus estados contables en pesos. En este orden, los estados contables preparados en la moneda funcional de YPF se convierten a la moneda de presentación utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cada balance presentado;
- Las partidas del estado de resultados se convierten al tipo de cambio del momento en el que se generaron las operaciones (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes);
- Todas las diferencias de conversión que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen en el apartado "Otros resultados integrales".

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Efecto impositivo en Otros resultados integrales:

Los resultados imputados dentro de los Otros resultados integrales relacionados con diferencias de conversión generadas por inversiones en sociedades con moneda funcional distinta del dólar y por la conversión de los estados contables de YPF a su moneda de presentación (pesos), no tienen efecto en el impuesto a las ganancias ni en el impuesto diferido ya que al momento de su generación dichas transacciones no tuvieron impacto en la utilidad contable ni impositiva.

1.c.2) Activos financieros

La Sociedad realiza la clasificación de los activos financieros en el momento del reconocimiento inicial y la revisa a cada fecha de cierre de cada ejercicio, todo ello de acuerdo a las disposiciones establecidas por la NIIF 9, "Instrumentos Financieros", la cual ha sido aplicada en forma anticipada a su fecha de entrada en vigencia obligatoria (1 de enero de 2013).

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable. Los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero son incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial para todos aquellos activos financieros que no sean medidos a valor razonable con cambios en resultados.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial los activos financieros son medidos a costo amortizado solamente si las siguientes condiciones se cumplen (i) el activo es mantenido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo sea mantener los activos para obtener los flujos de efectivo contractuales (es decir, son mantenidos sin propósitos especulativos) y, (ii) las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente. Si cualquiera de los dos criterios no es cumplido el instrumento financiero se clasifica a valor razonable con cambios en resultados.

Una pérdida de valor de los activos financieros valuados a costo amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos. El importe de la pérdida de valor se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva correspondiente al momento de reconocimiento inicial, siendo reconocido el importe resultante en los Estados de Resultados Integrales. Adicionalmente, si en períodos posteriores se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a costo amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor.

La Sociedad da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero.

En los casos en que fuere requerida la valuación de las sumas a cobrar a valores descontados, el valor descontado no difiere significativamente del valor nominal.

1.c.3) Bienes de cambio

Los bienes de cambio se valúan por el menor valor entre el costo y el valor neto de realización. El costo incluye los costos de adquisición (neto de descuentos, devoluciones y similares), transformación, así como otros costos en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones para ser comercializados.

En el caso de los productos destilados, la asignación de costos se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad asociada al reconocimiento de los costos de conversión (producción) para cada producto en forma individual.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

La Sociedad realiza una evaluación del valor neto de realización de las existencias al cierre de cada ejercicio, imputando con cargo a resultados la corrección de valor correspondiente en la medida que el valor contable exceda al valor neto realización. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto de realización debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

En el caso de las materias primas, envases y otros se valúan al costo de adquisición.

1.c.4) Activos intangibles

La Sociedad reconoce los activos intangibles por su costo de adquisición o desarrollo los cuales se amortizan de forma sistemática a lo largo de su vida útil (ver Nota 2.f). Al cierre del ejercicio dichos activos están valuados a su costo de adquisición o desarrollo tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a las NIIF mencionados en la Nota 1.b), menos su correspondiente depreciación o amortización acumulada y, de corresponder, pérdidas por desvalorización.

A continuación se describen los principales activos intangibles de la sociedad:

- I. *Concesiones de servicios:* comprende las concesiones de transporte y almacenamiento según se menciona en la Nota 1.b). Se valúan al costo de adquisición tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a NIIF mencionados en la Nota 1.b), neto de su correspondiente amortización acumulada. Se deprecian en línea recta a lo largo del plazo de duración de la concesión.
- II. *Derechos de exploración:* la Sociedad clasifica los derechos de exploración como activos intangibles, los cuales están valuados a su costo tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a las NIIF mencionados en la Nota 1.b), netos de su correspondiente desvalorización, en caso de corresponder. En este orden, las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haber perdido valor. En caso de producirse un deterioro de valor, éste es reconocido con cargo a resultados del ejercicio, registrando la correspondiente pérdida. Los costos de exploración (gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y otros costos relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costos de perforación de los pozos exploratorios, se imputan a resultados en el momento en que se incurren (ver adicionalmente Nota 1.c.8).
- III. *Otros intangibles:* en este apartado se incluyen principalmente costos relativos a aplicaciones informáticas, gastos de desarrollo activables, como así también activos representativos de derechos de uso de tecnología y conocimiento ("know how") para la fabricación y explotación comercial de equipos vinculados a la extracción de petróleo. Los mismos se encuentran valuados a costo de adquisición tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a las NIIF mencionados en la Nota 1.b), menos las correspondientes amortizaciones acumuladas y, de corresponder, las pérdidas por desvalorización. La amortización se calcula por el método de la línea recta en base a la vida útil estimada para cada tipo de activos y varía entre los 3 y 14 años. La Sociedad revisa anualmente la mencionada vida útil estimada.

La Sociedad no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y 1 de enero del 2011.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

1.c.5) Inversiones

Las sociedades vinculadas y los Negocios Conjuntos son registrados por el método del valor patrimonial proporcional. Se consideran sociedades vinculadas aquellas en las que la Sociedad posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%.

El método del valor patrimonial proporcional consiste en la incorporación en la línea del balance general "Inversiones en sociedades", del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en la sociedad vinculada o en el negocio conjunto. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en el estado de resultados integrales en la línea "Resultado de inversiones en sociedades".

Para la valuación de las inversiones en sociedades, 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 la sociedad y las sociedades relacionadas que hubieran modificado el patrimonio de estas últimas. El motivo principal por el cual la fecha de los últimos estados contables publicados de ciertas inversiones en sociedades vinculadas y negocios conjuntos difiere de la fecha de publicación de los correspondientes a YPF obedece a razones de índole administrativa. Asimismo, los principios de contabilidad utilizados por las inversiones en sociedades se han homogeneizado, en caso de ser necesario, con los de YPF con el fin de presentar los estados contables con base de normas de valoración y presentación homogéneas. Los estados contables de las inversiones en sociedades cuya moneda funcional es distinta a la moneda funcional de YPF se convierten utilizando el procedimiento establecido en la Nota 1.c.1.

En el acápite b) del Anexo I se detallan las sociedades vinculadas y los Negocios Conjuntos.

A partir de la vigencia de la Ley N° 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.

1.c.6) Bienes de Uso

i. Criterios generales:

Los bienes de uso se valúan al costo de adquisición más todos los gastos directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento, tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a NIIF mencionados en la Nota 1.b.

Para aquellos bienes cuya construcción requiere un período sustancial de tiempo para estar en condiciones de uso, se han activado los costos financieros correspondientes al financiamiento de terceros hasta que el bien se encuentre en condiciones de uso.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan en el estado de resultado integral de cada ejercicio.

La recuperabilidad de estos activos es revisada una vez al año o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos.

El valor de los bienes de uso, considerados al nivel de cada Unidad Generadora de Efectivo, según se define en la Nota 1.c.8, no supera su valor recuperable estimado.

ii. Depreciaciones:

Los bienes no afectados directamente a la producción de petróleo y gas se deprecian siguiendo el método de la línea recta sobre la base de porcentajes de depreciación calculados en función de la vida útil estimada de cada clase de bien, según el siguiente detalle:

	<u>Años de vida útil estimada</u>
Edificios y otras construcciones	50
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	20 – 25
Equipos de transporte	20 – 25
Muebles y útiles e instalaciones	10
Equipos de comercialización	10
Otros bienes	10

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por lo tanto, no son objeto de depreciación.

La Sociedad revisa anualmente la vida útil estimada de cada clase de bien.

iii. 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. Los costos originados en la adquisición de concesiones de explotación en zonas con reservas probadas y no probadas se activan en el apartado Propiedad minera, pozos y equipos de explotación cuando se incurre en ellos. Los costos asociados a la adquisición de permisos de exploración se encuentran clasificados como Activos Intangibles (ver Notas 1.c.4 y 2.f).

Los costos de exploración, excluidos los costos de perforación de pozos exploratorios, son 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

del mismo es imputado a resultados. Adicionalmente a lo mencionado previamente, la actividad exploratoria implica en muchos casos la perforación de múltiples pozos, a través de varios años, con el objetivo de evaluar completamente los proyectos. Esto último tiene como consecuencia, entre otras causas, la posibilidad de que existan pozos exploratorios que se mantienen en evaluación por períodos prolongados, a la espera de la conclusión de los pozos y actividades exploratorias adicionales necesarias para poder evaluar y cuantificar las reservas relacionadas con cada proyecto. Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad poseía pozos exploratorios en estado de evaluación por plazos superiores a un año desde su terminación por un monto de US\$ 32 millones.

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 montos activados según los criterios anteriores son depreciados de acuerdo con el siguiente método:

- a) 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.
- b) 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.

Las depreciaciones se adecúan 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.

iv. Costos de abandono de pozos:

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 futuros de abandono. Dichos costos constituyen la mejor estimación del pasivo por abandono de pozos. Los cambios futuros en los costos mencionados, como así también en las regulaciones vinculadas a abandono de pozos, los cuales no son factibles de predecir a la fecha de emisión de los presentes estados contables, podrían afectar el valor de las obligaciones para el abandono de pozos y, consecuentemente, del activo relacionado, afectando en consecuencia los resultados de las operaciones futuras.

v. Bienes de uso de naturaleza medioambiental:

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Los bienes de uso de naturaleza medioambiental y su correspondiente depreciación acumulada, se exponen en los estados contables consolidados conjuntamente con el resto de elementos que forman parte de los bienes de uso los cuales son clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

1.c.7) Provisiones

La Sociedad distingue entre:

- a) **Provisiones:** Se trata de obligaciones legales o asumidas por la Sociedad, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe o plazo pueden ser inciertos. Una provisión se reconoce contablemente en el momento del nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago, en la medida que su cuantía se pueda estimar de forma fiable y que la obligación de liquidar el compromiso sea probable o cierta. Las provisiones incluyen tanto a las obligaciones cuya ocurrencia no depende de hechos futuros (como son las provisiones por gastos de medioambiente y la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos), como así también a aquellas obligaciones probables y cuantificables cuya concreción depende de la ocurrencia de un hecho futuro que se encuentra fuera del control de la Sociedad (como por ejemplo las provisiones para juicios y contingencias). El importe registrado como provisión corresponde a la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes; y
- b) **Pasivos contingentes:** Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la Sociedad, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos. Consecuentemente, los pasivos contingentes no se reconocen en los estados contables, sino que los mismos son informados en nota en la medida que sean significativos, conforme a los requerimientos de la NIC 37, "Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes" (Ver Nota 11).

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones ineludibles que se deriven del mismo son registradas en los estados contables como provisiones, neto de los beneficios esperados.

Excepto con relación a las provisiones para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos, cuya fecha de desembolso se estima sobre la base del plan de trabajo de la Sociedad, y considerando asimismo la estimación de producción de cada campo (y consecuentemente su abandono), y a las provisiones para planes de pensión, en relación con las otras provisiones no corrientes, dadas las características de los conceptos incluidos, no es posible estimar razonablemente un calendario específico de los plazos de las erogaciones correspondientes.

1.c.8) Deterioro del valor de los bienes de uso y activos intangibles

A los fines de evaluar la recuperabilidad de los bienes de uso y activos intangibles, la Sociedad compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del ejercicio, o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido. A tal efecto, los activos se agrupan en Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs), en tanto que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que sean independientes de los generados por otros activos o UGEs, todo ello teniendo en cuenta las condiciones regulatorias, económicas, operativas y comerciales. Considerando lo antes mencionado, y específicamente en cuanto a los activos correspondientes al segmento Exploración y Producción, los mismos se han agrupado en cuatro UGEs (una que agrupa los activos de los campos con reservas básicamente de petróleo crudo, y tres que agrupan los activos de campos con reservas básicamente de gas natural en función de las cuencas del país -Neuquina, Noroeste y Austral-), que son el mejor reflejo de la forma en que

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

actualmente la Sociedad toma sus decisiones de gestión de los mismos para la generación de flujos de efectivo independientes. Los restantes activos se han agrupado en las siguientes UGEs: Refino y Marketing, la cual agrupa los activos afectados a la refinación de petróleo crudo y comercialización de dichos productos y Química, donde se agrupan los activos afectados a dicha actividad.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el costo de venta y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los flujos futuros de efectivo netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado correspondiente a cada UGE.

Si el importe recuperable de un activo (o de una unidad generadora de efectivo) es inferior a su importe en libros, el importe en libros del mismo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea "Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de bienes de uso/activos intangibles" del Estado de Resultados Integrales.

Las pérdidas por deterioro se distribuyen entre los activos de la UGE de forma proporcional a su valor neto contable. Consecuentemente, una vez registrada una pérdida por deterioro de valor correspondiente a un activo amortizable, la base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un período anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión, el importe en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores.

La Sociedad no ha registrado gastos por dotación ni ingresos por reversión de provisiones por deterioro de activos en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011.

1.c.9) Metodología para la estimación del valor recuperable

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los bienes de uso y activos intangibles consiste principalmente en el cálculo del valor de uso, a partir de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado.

Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGEs empleando provisiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGEs, destacan los precios de compra y venta de hidrocarburos, la regulación vigente, la estimación de incrementos de costos, los costos de personal y las inversiones.

La valoración de los activos de Exploración y Producción utiliza proyecciones de flujos de efectivo que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas, estando limitados por la finalización de las concesiones, permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de efectivo estimados están basados entre otras cuestiones en niveles de producción, precios de "commodities" y estimaciones de inversiones futuras necesarias relacionadas con las reservas de petróleo y gas no desarrolladas, costos de producción, tasas de agotamiento de los campos, demanda y oferta de los mercados, condiciones contractuales y otros factores. Las reservas no probadas se ponderan por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Los flujos de efectivo de los negocios de Refino y Marketing y Química se estiman, entre otras cuestiones, a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costos fijos y flujos de inversión, acordes con las expectativas consideradas en los planes estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño o ampliaciones del activo.

Los precios de referencia considerados se basan en una combinación de cotizaciones disponibles en los mercados en los que opera la Sociedad, y considerando las circunstancias particulares que pudieren afectar a los diferentes productos que comercializa la misma, todo ello teniendo en cuenta también las estimaciones y juicios realizados por la Dirección de la Sociedad.

Estos flujos de efectivo futuros netos se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado de las UGEs objeto de evaluación. Consecuentemente, la tasa utilizada para los distintos negocios se encontraba en 11,10% anual al 31 de diciembre de 2012.

1.c.10) Planes de beneficios y obligaciones similares

i. Planes de retiro:

A partir del 1 de marzo de 1995, YPF 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 YPF 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 41 y 46 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

ii. Programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño:

Estos programas alcanzan a ciertos empleados de la Sociedad. 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 372 y 306 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

iii. Planes de pensión y beneficios posteriores al retiro y al empleo:

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

La política de financiamiento de YPF Holdings Inc. relacionada con el plan de pensión 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 de dicha Sociedad considere apropiados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 se alcanza el período mínimo de servicio, 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 el empleo y, consecuentemente, los pagos relacionados a los mismos son desembolsados a medida que los reclamos son notificados.

Los planes de beneficios definidos y posteriores al retiro 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 que se generan en cada ejercicio, se reconocen directamente en el Patrimonio Neto como Otros Resultados Integrales y son reclasificadas directamente a la cuenta de resultados acumulados del patrimonio neto. YPF Holdings Inc. actualiza los supuestos actuariales al cierre de cada ejercicio.

En la Nota 7 a los presentes Estados Contables Consolidados se presenta información detallada en relación con los mencionados planes de pensión y beneficios posteriores al retiro y al empleo.

Adicionalmente, la Gerencia de la Sociedad considera que el activo diferido, generado por las pérdidas actuariales acumuladas en relación con los planes de pensión de YPF Holdings Inc., no será recuperable en función de las ganancias imponibles estimadas a generar en la jurisdicción en que se producen.

1.c.11) Criterio de reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas de petróleo crudo, productos destilados y gas natural se reconocen en el momento en que la propiedad y los riesgos son transferidos al cliente de acuerdo con las siguientes condiciones:

- La Sociedad transfiere al comprador los riesgos y beneficios significativos derivados de la propiedad de los bienes;
- La Sociedad no retiene el manejo de los bienes vendidos ni conserva el control efectivo sobre los mismos;
- El importe de los ingresos puede medirse de manera confiable;
- Se considera probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción; y
- Los costos incurridos, o por incurrir, en relación con la transacción pueden medirse de manera confiable.

Subvenciones por bienes de capital

La instrumentación del incentivo por bienes de capital, informática y telecomunicaciones para los fabricantes nacionales se materializa mediante la emisión de un bono fiscal, en la medida en que dichos fabricantes cuenten con establecimientos industriales radicados en el territorio nacional, tal como es el caso de nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A. Dichos incentivos son reconocidos por el Grupo en los ejercicios en que se cumplen los requisitos formales establecidos por los decretos del Poder Ejecutivo Nacional 379/01, 502/01 y la Resolución 23 de la Secretaría de Energía, como así también en la medida que exista una seguridad razonable que los incentivos serán recibidos.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

El bono recibido es computable como crédito fiscal para el pago de impuestos nacionales (Impuesto a las Ganancias, Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, Impuesto al Valor Agregado e Impuestos Internos) y podrá ser cedido a terceros una única vez.

Subvenciones por Petróleo Plus y Refinación Plus

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.

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 reversado los saldos correspondientes a dichos programas al 31 de diciembre de 2011, lo cual ha tenido un impacto (pérdida) neto en el resultado integral de dicho ejercicio. YPF ha recurrido judicialmente las disposiciones mencionadas.

Las mencionadas subvenciones se contabilizaban como ingresos ordinarios en los estados de resultados integrales de los períodos en que se cumplían las condiciones para su obtención.

1.c.12) Método de reconocimiento de ingresos y costos de obras en contratos de construcción

Los ingresos y costos relacionados con las actividades de construcción desarrollados por A-Evangelista S.A., sociedad controlada, se reconocen como tales en el resultado del ejercicio y/o período utilizando el método de avance de obra, considerando en consecuencia el margen final estimado para cada proyecto a la fecha de emisión de los estados contables, el cual surge de estudios técnicos realizados sobre las ventas y los costos totales estimados para cada uno de ellos, como así también el avance físico de los mismos.

Los ajustes a los valores de los contratos, las reestimaciones de costos y las pérdidas anticipadas por contratos en curso son imputados al resultado del ejercicio en que se determinan.

A continuación se detalla la siguiente información para los contratos de construcción vigentes al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

	Ingresos del ejercicio	Costos incurridos y ganancias reconocidas acumuladas	Anticipos recibidos	Retenciones en pagos
Contratos en curso al 31-12-2012	684	889	122	-
Contratos en curso al 31-12-2011	993	1.112	106	13

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

1.c.13) Arrendamientos**Arrendamientos operativos**

Los arrendamientos son clasificados como operativos cuando el arrendador no transfiere al arrendatario sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del bien objeto del mismo.

Los costos vinculados a arrendamientos operativos son reconocidos linealmente en resultados en cada ejercicio en las líneas "Alquileres de inmuebles y equipos" y "Contrataciones de obras y otros servicios" del Estado de Resultados Integrales Consolidado.

Arrendamientos financieros

La Sociedad no posee contratos de arrendamientos financieros tal cual los definen las NIIF vigentes.

1.c.14) Utilidad neta por acción

La utilidad neta básica por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del ejercicio atribuible a los accionistas de YPF y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho ejercicio.

Adicionalmente, la utilidad neta diluida por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del ejercicio atribuible a los accionistas de YPF y el promedio ponderado del número de acciones en circulación ajustado por el promedio ponderado de las acciones ordinarias que serían emitidas si se convirtieran todas las acciones ordinarias potenciales en acciones ordinarias de YPF. A la fecha de emisión de estos estados contables no existen instrumentos emitidos que impliquen la existencia de acciones ordinarias potenciales por lo cual la utilidad neta básica y diluida por acción son coincidentes.

1.c.15) Pasivos financieros

Los pasivos financieros (préstamos y cuentas por pagar) son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Dado que la Sociedad no tiene pasivos financieros cuyas características requieran la contabilización a valor razonable, de acuerdo a las NIIF vigentes, con posterioridad al reconocimiento inicial los pasivos financieros son valorados a costo amortizado.

Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costos de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar son registrados por su valor nominal dado que su valor descontado no difiere significativamente del mencionado valor nominal.

La Sociedad da de baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

1.c.16) 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 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 2012 y 2011, 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".

Impuesto a los bienes personales – Responsable sustituto

Las personas y entidades extranjeras, así como las sucesiones indivisas, independientemente si están domiciliadas o con sede en la Argentina o en el extranjero, están sujetas al impuesto sobre los bienes personales del 0,5% del valor de las acciones o ADSs emitidos por entidades de Argentina, al 31 de diciembre de cada año. El impuesto se aplica a los emisores argentinos de dichas acciones o ADSs, tales como YPF, que tiene que pagar este impuesto, en sustitución de los accionistas correspondientes, y se basa en el valor de las acciones (valor patrimonial proporcional), o el valor contable de las acciones derivadas de los últimos estados contables al 31 de diciembre de cada año. De conformidad con la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales, tenemos el derecho y esperamos obtener el reembolso del impuesto pagado por parte de los accionistas a quienes el impuesto mencionado le resultare aplicable, entre otras vías a través de la retención de dividendos u otro mecanismo de reembolso que estimemos conveniente su aplicación.

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 canon extraordinario de producción (ver Nota 11).

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. Adicionalmente, la Resolución N° 1/2013, del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas del 3 de enero de 2013, modificó los precios de referencia y valores de corte. El régimen vigente establece que cuando el precio internacional exceda el precio de referencia de US\$ 80 por barril, el productor cobrará el valor de corte de US\$ 70 por barril, dependiendo de la

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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.

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.

1.c.17) Cuentas de patrimonio neto

Las partidas de patrimonio neto han sido valuadas de acuerdo a las normas contables vigentes a fecha de transición. La registración de movimientos del mencionado rubro se realizó de acuerdo a decisiones asamblearias, normas legales o reglamentarias, y aunque tales partidas hubieran tenido un saldo diferente en caso de haberse aplicado en el pasado las NIIF.

Capital social y Ajuste del Capital

Está formado por los aportes efectuados por los accionistas representados por acciones y comprende a las acciones en circulación a su valor nominal. La cuenta capital social se ha mantenido a su valor nominal y el ajuste derivado de dicha reexpresión monetaria efectuada según los Principios de Contabilidad Previos se expone en la cuenta Ajuste del capital.

El Ajuste del capital no es distribuible en efectivo ni en bienes, pero se permite su capitalización mediante la emisión de acciones liberadas. Asimismo, esta partida es aplicable para cubrir pérdidas acumuladas, de acuerdo al orden de absorción que se indica en el apartado "Resultados acumulados".

Prima de emisión

Corresponde a la diferencia entre el monto de suscripción de los aumentos de capital y el correspondiente valor nominal de las acciones emitidas.

Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales, la Sociedad debe efectuar una reserva legal no inferior al 5% del resultado positivo surgido de la sumatoria algebraica del resultado del ejercicio, los ajustes de ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados acumulados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, hasta alcanzar el 20% de la suma del Capital suscrito y el saldo de la cuenta Ajuste del capital. Al 31 de diciembre de 2012, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 2.007.

Reserva para futuros dividendos

Corresponde a la asignación hecha por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto específico para constituir una Reserva para futuros dividendos.

Reserva para inversiones

Corresponde a la asignación hecha por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto específico para afrontar inversiones futuras.

Otros resultados integrales

Comprende los ingresos y gastos reconocidos directamente en cuentas del patrimonio neto y las transferencias de dichas partidas desde cuentas del patrimonio neto a cuentas del resultado del ejercicio o a resultados no asignados, según se determina en las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Resultados acumulados

Comprende a las ganancias o pérdidas acumuladas sin asignación específica, que siendo positivas pueden ser distribuibles mediante decisión de la Asamblea de Accionistas, en tanto no estén sujetas a restricciones legales. Adicionalmente, comprende el resultado de ejercicios anteriores que no fueron distribuidos, los importes transferidos de otros resultados integrales y los ajustes de ejercicios anteriores por aplicación de las normas contables.

De acuerdo a lo establecido por la RG N° 609 de la CNV emitida el 13 de septiembre de 2012, el ajuste inicial imputado contra la cuenta resultados acumulados producto de la aplicación inicial de las NIIF por 3.648, deberá ser imputado a una reserva especial por la próxima Asamblea de Accionistas que trate los presentes estados contables. Dicha reserva no podrá desafectarse para efectuar distribuciones en efectivo o en especie entre los accionistas o propietarios de la Sociedad y sólo podrá ser desafectada para su capitalización o para absorber eventuales saldos negativos de la cuenta "Resultados acumulados", de acuerdo a lo que dispone la Resolución antes mencionada.

Adicionalmente, de acuerdo a lo establecido por las normas de la CNV, cuando el saldo neto de los otros resultados integrales sea positivo, éste no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas; cuando el saldo neto de estos resultados al cierre de un ejercicio sea negativo, existirá una restricción a la distribución de resultados acumulados por el mismo 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.

1.c.18) Nuevos estándares emitidos

A la fecha de emisión de los presentes estados contables, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, publicadas por el IASB y adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas y por la CNV, que no han entrado aún en vigor porque su fecha efectiva es posterior a la fecha de los presentes estados contables y que YPF ha decidido no aplicarlas anticipadamente, son las siguientes:

NIIF 13 "Medición del Valor razonable"

En mayo 2011, el IASB emitió la NIIF 13 "Medición del Valor razonable" que resulta aplicable para los períodos anuales iniciados el o a partir del 1 de enero de 2013, permitiendo su aplicación anticipada.

La NIIF 13 establece una sola estructura para la medición del valor razonable cuando es requerido por otras normas. Esta NIIF aplica a los elementos tanto financieros como no financieros medidos a valor razonable.

Valor razonable se mide como "el precio que sería recibido para vender un activo o pagado para transferir un pasivo en una transacción ordinaria entre partes independientes a la fecha de medición.

NIC 19 "Beneficios a los Empleados"

En junio 2011, el IASB modificó la NIC 19 "Beneficios a los Empleados", que resulta aplicable para los períodos anuales iniciados el o a partir del 1 de enero de 2013, permitiendo su aplicación anticipada.

La modificación de la NIC 19 elimina la opción de diferir el reconocimiento de pérdidas y ganancias actuariales en la medición de planes de beneficios definidos, lo cual implica el reconocimiento de la totalidad de estas diferencias en Otros Resultados Integrales.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”

En junio 2011, el IASB modificó la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, que resulta aplicable para los períodos anuales iniciados el o a partir del 1 de julio de 2012, permitiendo su aplicación anticipada.

La modificación de la NIC 1 mejora la presentación de ítems que conforman el Estado de Resultados Integrales, clasificando por naturaleza y agrupando en ítems que en períodos subsecuentes serán reclasificados al Estado de Resultados Integrales, al verificarse condiciones necesarias, y los que no serán reclasificados.

La aplicación de la modificación de la NIC 1 no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la sociedad, sino que sólo implicará nuevas revelaciones al Estado de Resultados Integrales.

A la fecha de emisión de los presentes estados contables, se está evaluando el impacto que las normas e interpretaciones o modificaciones a las mismas mencionadas en los párrafos precedentes tendrán en los estados contables de YPF.

En adición a la NIIF 9 “Instrumentos Financieros”, la NIIF 10 “Estados Contables Consolidados”, la NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos” y la NIIF 12 “Exposición de participaciones en otras entidades”, las cuales se han aplicado anticipadamente desde la fecha de transición, la Sociedad no ha optado por la aplicación anticipada de ninguna otra norma ni interpretación permitida por el IASB.

1.d) Estimaciones y Juicios Contables

La preparación de los estados contables, requiere que la Dirección realice estimaciones contables y supuestos significativos que afectan los montos de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados futuros pueden diferir dependiendo de las estimaciones realizadas por la Dirección y la Gerencia de la Sociedad.

Las áreas y rubros contables que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados contables son: (1) las reservas de crudo y de gas natural, (2) las provisiones para juicios y contingencias, (3) la evaluación de recuperabilidad del valor de los activos (Ver Nota 1.c.9), (4) la provisión para gastos de medio ambiente y la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos (Ver Nota 1.c.6, apartado iv), y (5) la determinación del cargo por impuesto a las ganancias y de impuestos diferidos.

Reservas de crudo y gas natural

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Sociedad. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver Notas 1.c.8 y 1.c.9).

YPF prepara sus estimaciones y supuestos relativos a las reservas de crudo y gas, teniendo en cuenta las reglas y regulaciones establecidas para la industria del crudo y el gas por la U.S. Securities and Exchange Commission (“SEC”).

Provisiones para juicios y contingencias

El resultado final de la liquidación de denuncias, reclamos y litigios como así también la calificación otorgada por la Dirección a un determinado asunto puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, contratos, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por lo tanto, cualquier variación en las circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada o la calificación otorgada por la Dirección.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Provisiones para gastos de medio ambiente

Debido a su operatoria, la Sociedad 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 Dirección 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. Adicionalmente, ciertas contingencias ambientales en Estados Unidos de América fueron asumidas por parte de Tierra Solutions y Maxus, sociedades controladas indirectamente a través de YPF Holdings Inc. El detalle respectivo se expone en la Nota 3.

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 provisionarias, sean requeridos.

En adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, que al 31 de diciembre de 2012 ascienden a 7.151, se han provisionado 1.166 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 revaluación 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.

Determinación del cargo por impuesto a las ganancias y de impuestos diferidos

La valuación del gasto en concepto de impuesto a las ganancias depende de varios factores, incluyendo interpretaciones vinculadas a tratamientos impositivos correspondientes a transacciones y/o hechos los cuales no son previstos de forma expresa por la ley impositiva vigente, como así también estimaciones en la oportunidad y la realización de los impuestos diferidos. Adicionalmente, los cobros y pagos actuales por impuestos pueden diferir de estas estimaciones a futuro, todo ello como resultado, entre otros, de cambios en las normas impositivas y/o sus interpretaciones, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la Sociedad.

1.e) Gestión de Riesgos Financieros

Las actividades propias de la Sociedad conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. La Sociedad dispone de una organización y de sistemas que le permiten identificar, medir y adoptar las medidas necesarias con el objetivo de minimizar los riesgos a los que está expuesta.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Adicionalmente, en el cuadro a continuación se detallan las categorías de los instrumentos financieros de la Sociedad clasificados de acuerdo con la NIIF 9:

	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011	1 de enero de 2011
Activos financieros			
A Costo amortizado			
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	3.870	886	852
Otros créditos y anticipos ⁽¹⁾	1.392	1.529	1.213
Créditos por ventas ⁽¹⁾	4.059	3.337	3.191
A Valor razonable con cambios en los resultados			
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽²⁾	877	226	1.474
	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011	1 de enero de 2011
Pasivos financieros			
A Costo amortizado			
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	13.014	11.256	7.065
Préstamos ⁽³⁾	17.104	12.198	7.350
Provisiones	416	500	655

(1) El valor razonable no difiere significativamente de su valor contable.

(2) Comprende inversiones en fondos comunes de inversión con cotización. El valor razonable ha sido determinado sobre la base de los precios cotizados sin ajustar (Nivel 1) en los mercados en los que operan dichos instrumentos financieros. Los resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 por estos instrumentos se exponen en la línea "Intereses generados por activos" de los Estados de Resultados Integrales.

(3) Su valor razonable estimado, considerando precios de cotización sin ajustar (Nivel 1) para Obligaciones Negociables y tasas de interés ofrecidas a la Sociedad (Nivel 3) para el remanente de los préstamos financieros, al cierre del ejercicio, según corresponda, ascendió a 17.238, 12.264 y 7.423 al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y 1 de enero de 2011, respectivamente.

Riesgo de mercado

El riesgo de mercado al cual la Sociedad se encuentra expuesta consiste en la posibilidad de que la valuación de nuestros activos o pasivos financieros como así también ciertos flujos de fondos esperados podrían verse negativamente afectados ante cambios en las tasas de interés, en los tipos de cambio o en otras variables de precios.

A continuación se expone una descripción de los riesgos mencionados como así también un detalle de la magnitud a la cual la Sociedad se encuentra expuesta, y un análisis de sensibilidad a posibles cambios en cada una de las variables de mercado relevantes.

Riesgo de tipo de cambio

El valor de aquellos activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional de la Sociedad, está sujeto a variaciones que se derivan de la fluctuación de los tipos de cambio. Dado que la moneda funcional de YPF es el dólar estadounidense, la divisa que genera la mayor exposición en términos de efectos en resultados es el peso argentino (la moneda de curso legal en la Argentina). La Sociedad no utiliza instrumentos financieros derivados a modo de cobertura contra las fluctuaciones de tipo de cambio. Por otra parte, atento a la moneda funcional de la Sociedad y considerando el proceso de conversión a moneda de presentación, las fluctuaciones en el tipo de cambio en relación con el valor de los activos y pasivos financieros en pesos no tiene efecto en el patrimonio neto.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 5% en los tipos de cambio correspondientes al peso respecto del dólar en los resultados de la Sociedad, relacionado con la exposición de sus activos y pasivos financieros nominados en pesos al 31 de diciembre de 2012:

	Incremento (+) / disminución (-) del tipo de cambio del peso respecto del dólar	31 de diciembre de 2012
Efecto en el resultado antes de impuestos correspondiente a activos y pasivos financieros	+5%	305
	-5%	(305)

Riesgo de tasa de interés

La Sociedad se encuentra expuesta a riesgos asociados con las fluctuaciones de las tasas de interés en diferente medida, de acuerdo a los distintos tipos de vencimiento y monedas en las cuales se haya tomado un préstamo o invertido el dinero en efectivo.

Los préstamos financieros de corto plazo al 31 de diciembre de 2012 incluyen obligaciones negociables, prefinanciación de exportaciones y financiación de importaciones, líneas de crédito bancarias locales y préstamos financieros con entidades locales e internacionales. En cuanto a los préstamos financieros de largo plazo, los mismos incluyen obligaciones negociables, y préstamos con entidades financieras locales e internacionales. Aproximadamente un 52% (8.927) de la totalidad de los préstamos financieros de la Sociedad se encuentran nominados en dólares estadounidenses y el resto en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2012. Básicamente dichos préstamos se utilizan para capital de trabajo e inversiones. En cuanto a los activos financieros, además de los créditos de naturaleza comercial los cuales poseen una baja exposición al riesgo de tasa de interés, se incluye principalmente depósitos a la vista, depósitos a plazo fijo y cuotas parte de fondos comunes de inversión del tipo "money market" o renta fija de corto plazo.

Históricamente, la estrategia de la Sociedad para cubrir el riesgo de tasas de interés se ha basado en la atomización de contrapartes financieras, la diversificación de los instrumentos y fundamentalmente los plazos de vencimiento de los préstamos, considerando para dicho portafolio los distintos niveles de interés a lo largo de la curva de tasas en pesos o dólares y los montos en función de las expectativas futuras respecto al comportamiento de dichas variables, y el momento esperado de los futuros desembolsos correspondientes a las erogaciones a ser financiadas. En este orden, y luego del proceso que derivara en el cambio de accionistas según se menciona en la Nota 4, la Sociedad se encuentra focalizada en recomponer la estructura de vencimiento de su deuda financiera, con el objetivo de facilitar la gestión diaria y permitir afrontar adecuadamente las inversiones proyectadas (ver adicionalmente Nota 2.i).

La Sociedad no utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos asociados a las tasas de interés. Las variaciones en las tasas de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a una tasa de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que devengan una tasa fija de interés.

A continuación se detallan los activos y pasivos financieros que devengan interés al 31 de diciembre de 2012 según el tipo de tasa aplicable:

	31 de diciembre de 2012	
	Activos Financieros ⁽¹⁾	Pasivos Financieros ⁽²⁾
Tasa de interés fija	2.927	6.934
Tasa de interés variable	870	10.170
Total	3.797	17.104

(1) Incluye exclusivamente inversiones temporarias. No incluye los créditos de naturaleza comercial, los cuales mayoritariamente no devengan interés.

(2) Incluye exclusivamente préstamos financieros. No incluye los pasivos de naturaleza comercial, los cuales mayoritariamente no devengan interés.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

La porción de deuda a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de las tasas BADLAR y LIBOR, de la cual 6.834 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread entre 3% y 4,75% y 3.336 una tasa de interés variable LIBO más un spread entre 3,35% y 6%.

En el cuadro a continuación se detallan la estimación del impacto en el resultado integral consolidado ante una variación en las tasas de interés variable en más o menos 100 puntos básicos.

	<u>Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)</u>	<u>Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012</u>
Efecto en el resultado después de impuestos	+100	(26)
	-100	26

Otros riesgos de precio

La Sociedad no se encuentra significativamente expuesta al riesgo de precio de commodities, fundamentalmente en virtud, entre otras, de las políticas regulatorias, económicas y gubernamentales, las cuales determinan que, nuestros precios locales de nafta, gasoil y otros combustibles no se encuentran afectados por las oscilaciones de los precios de dichos productos en el corto plazo en el mercado internacional y regional.

Adicionalmente, la Sociedad se encuentra alcanzada por ciertas regulaciones que afectan la determinación de los precios de exportación que recibe la Sociedad, tales como se mencionan en las Notas 1.c.16 y 11.b, limitando en consecuencia en el corto plazo los efectos de la volatilidad de precios en el mercado internacional.

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, la Sociedad no ha utilizado instrumentos financieros derivados para mitigar riesgos relacionados con fluctuaciones en los precios de commodities.

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la posibilidad de que exista un descalce entre las necesidades de fondos (por gastos operativos y financieros, inversiones, vencimientos de deudas, y dividendos) y las fuentes de financiamiento de los mismos (ingresos netos, desinversiones y compromisos de financiación por entidades financieras).

Tal como se menciona en apartados precedentes, YPF pretende que el perfil de vencimientos de su deuda financiera se adecúe a su capacidad de generar flujos de caja para pagarla como así también teniendo en cuenta la necesidad de financiar las erogaciones proyectadas para cada período. Al 31 de diciembre de 2012 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 7.607, considerando efectivo por 950, otros activos financieros líquidos por 3.797, financiación bancaria y líneas de crédito disponibles por 2.860. Adicionalmente, YPF tiene capacidad de emitir deuda bajo el programa global de obligaciones negociables aprobado originalmente por la Asamblea en 2008 y ampliado recientemente en septiembre de 2012 (ver Nota 2.i).

Luego del proceso que derivara en el cambio de accionistas según se menciona en la Nota 4, la Sociedad continúa focalizada en hacer más eficiente la estructura de vencimiento de su deuda financiera, con el objetivo de facilitar la gestión diaria y permitir afrontar las inversiones proyectadas de acuerdo al plan estratégico.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes al 31 de diciembre de 2012:

	31 de diciembre de 2012						Total
	Vencimiento						
	De 0 a 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	
Pasivos Financieros							
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	12.852	140	-	-	-	22	13.014
Préstamos	5.004	2.496	1.745	4.316	2.339	1.204	17.104
Provisiones	299	100	17	-	-	-	416

(1) Los importes mostrados corresponden a los flujos de caja contractuales sin descontar dado que los valores descontados no difieren significativamente de los valores nominales.

La mayoría de la deuda financiera contiene cláusulas habituales de restricción (“covenants”). Con respecto a una parte significativa de los préstamos financieros al 31 de diciembre de 2012, se ha acordado, entre otras cosas, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre nuestros activos. Además, aproximadamente el 14% de nuestra deuda financiera pendiente de pago al 31 de diciembre de 2012 está sujeta a compromisos financieros relacionados con nuestro ratio de apalancamiento y el ratio de deuda de cobertura de servicio de deuda.

Una parte de nuestra deuda financiera establece que ciertos cambios en el control y/o nacionalización respecto a la Sociedad pueden constituir un evento de incumplimiento. Adicionalmente, una parte de nuestra deuda financiera también contiene disposiciones de incumplimiento cruzado y/o disposiciones de aceleración cruzada (“Cláusulas de Aceleración”) que podrían resultar en su exigibilidad anticipada si la deuda que tiene disposiciones de cambio de control y/o nacionalización entra en incumplimiento (default). Desde la sanción de la ley de expropiación, hemos recibido requerimiento de pago por parte de Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera S.A. (sociedad controlada por Repsol) en relación a un préstamo financiero por US\$ 125 millones, el cual fue cancelado debidamente por la Sociedad y se aclaró que YPF no comparte la interpretación ni aplicación de las cláusulas invocadas por el acreedor y que dicho pago se efectuó dando prioridad a los intereses globales de YPF, aunque el prestamista no haya cumplido con las formalidades de notificación establecidas en el contrato. A su vez, la Sociedad ha recomprado recientemente, sin estar obligada a ello, aproximadamente US\$ 79 millones correspondientes al bono con vencimiento en 2028. Por otra parte, a la fecha de emisión de estos estados contables hemos obtenido dispensas formales de la totalidad de los acreedores financieros correspondiente a nuestra deuda vigente y sujeta a las cláusulas mencionadas al momento del cambio de control de la Sociedad. En este orden, al 31 de diciembre de 2012, solamente US\$ 70 millones de nuestra deuda financiera, correspondientes a la Clase III de nuestro programa de Obligaciones Negociables estaba sujeta a Cláusulas de Aceleración, la cual fue cancelada a la fecha de emisión de estos estados contables en su vencimiento original del 4 de marzo de 2013.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para la Sociedad.

El riesgo de crédito en la Sociedad se mide y controla por cliente o tercero individualmente. La Sociedad cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas utilizando para ello tanto antecedentes internos vinculados a los mismos, como así también fuentes externas de datos.

Los instrumentos financieros de la Sociedad que potencialmente están sujetos al riesgo de concentración crediticia consisten principalmente en los saldos de efectivo y equivalentes de efectivo, créditos por ventas y otros créditos y anticipos. La Sociedad invierte sus excesos temporarios de caja en colocaciones de alta liquidez en instituciones financieras en Argentina y en el exterior con alta calificación crediticia. En el curso

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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, se imputa en el estado de resultados integrales el cargo por créditos de cobro dudoso sobre la base de información específica de sus clientes. A la fecha de cierre del ejercicio los deudores de la Sociedad se encuentran diversificados.

Las provisiones por créditos de cobro dudoso se determinan en función a los siguientes criterios:

- La antigüedad de la deuda.
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido, considerando asimismo situaciones especiales tales como la existencia de concurso preventivo, quiebra, atrasos de pagos, la existencia de garantías, entre otros.

La exposición máxima al riesgo de crédito de la Sociedad al 31 de diciembre de 2012, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se detalla a continuación al 31 de diciembre de 2012:

	Exposición máxima al 31 de diciembre de 2012
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.747
Otros activos financieros	5.451

A continuación se incluye una apertura de los activos financieros vencidos al 31 de diciembre de 2012. A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 499 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 25. Estas provisiones representan la mejor estimación de la Sociedad de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

	Créditos por ventas corrientes	Otros créditos y anticipos corrientes
Vencidos con menos de tres meses	161	202
Vencidos entre 3 y 6 meses	244	41
Vencidos con más de 6 meses	517	91
	<u>922</u>	<u>334</u>

Política de garantías

Como respaldo de los límites de créditos concedidos a sus clientes, YPF posee diversos tipos de garantías otorgadas por los mismos. En el segmento de estaciones de servicios y distribuidores, donde existen generalmente vínculos de largo plazo con los clientes, se destacan las garantías reales, como las hipotecas. En el caso de clientes del exterior, priman las fianzas solidarias de sus casas matrices. En el segmento de industrias y transportes, se prioriza la obtención de fianzas bancarias. Con menor representatividad dentro del conjunto, YPF también cuenta con otro tipo de garantías obtenidas como seguros de crédito, seguros de caución, garantías cliente – proveedor, prendas de automotores, etc.

YPF tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 1.965 al 31 de diciembre de 2012.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012, YPF ejecutó garantías recibidas por un importe de 2. Al 31 de diciembre de 2011, esta cifra ascendió a 6.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 2012 y comparativos

2.a) Efectivo y equivalentes de efectivo:

	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011	1 de enero de 2011
Caja y bancos	950	777	518
Colocaciones transitorias a corto plazo	2.920	109	334
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	877	226	1.474
	<u>4.747</u>	<u>1.112</u>	<u>2.326</u>

2.b) Créditos por ventas:

	31 de diciembre de 2012		31 de diciembre de 2011		1 de enero de 2011	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	20	4.538	22	3.769	28	3.628
Provisión para deudores por venta de cobro dudoso	(5)	(494)	-	(454)	-	(465)
	<u>15</u>	<u>4.044</u>	<u>22</u>	<u>3.315</u>	<u>28</u>	<u>3.163</u>

(1) Ver adicionalmente Nota 6.

Evolución de la provisión para deudores por venta de cobro dudoso

	2012		2011	
	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso no corriente	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso corriente	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso no corriente	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso corriente
Saldo al inicio del ejercicio	-	454	-	465
Aumentos con cargo a resultados	-	56	-	63
Aplicaciones con cargo a resultados	-	(25)	-	(73)
Cancelaciones por pago/utilización	-	(2)	-	(6)
Diferencia de conversión	-	16	-	5
Reclasificaciones y otros movimientos	5	(5)	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>5</u>	<u>494</u>	<u>-</u>	<u>454</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

2.c) Otros créditos y anticipos:

	31 de diciembre de 2012		31 de diciembre de 2011		1 de enero de 2011	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Deudores por servicios	-	223	-	227	-	178
Créditos de impuestos, reembolsos por exportaciones e incentivos a la producción	10	750	9	1.022	813	1.582
Aportes a Fideicomiso Obra Sur	83	17	98	21	115	13
Préstamos a clientes y saldos con sociedades relacionadas ⁽²⁾	385	77	347	217	326	188
Depósitos en garantía	7	193	40	176	101	164
Gastos pagados por adelantado	8	239	22	274	27	161
Anticipo y préstamos a empleados	-	106	-	104	-	50
Anticipo a proveedores	-	267	-	344	-	242
Créditos con socios de Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	600	129	278	56	94	-
Diversos ⁽¹⁾	69	730	97	440	94	271
	<u>1.162</u>	<u>2.731</u>	<u>891</u>	<u>2.881</u>	<u>1.570</u>	<u>2.849</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	-	(96)	-	(93)	-	(93)
Provisión para valorar otros créditos a su valor recuperable	(1)	-	(9)	-	(16)	-
	<u>1.161</u>	<u>2.635</u>	<u>882</u>	<u>2.788</u>	<u>1.554</u>	<u>2.756</u>

(1) Comprende, entre otros, adelantos para el pago de impuestos y derechos vinculados a la importación de combustibles y bienes.

(2) Para información sobre partes relacionadas ver adicionalmente Nota 6.

Evolución de las provisiones de otros créditos y anticipos

	2012		2011	
	Provisión para valorar otros créditos a su valor recuperable no corriente	Provisión para otros créditos de cobro dudoso corriente	Provisión para valorar otros créditos a su valor recuperable no corriente	Provisión para otros créditos de cobro dudoso corriente
Saldo al inicio del ejercicio	9	93	16	93
Aumentos con cargo a resultado	-	3	-	-
Aplicaciones con cargo a resultado	(4)	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	(4)	-	(7)	-
Diferencia de Conversión	-	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>1</u>	<u>96</u>	<u>9</u>	<u>93</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

2.d) Bienes de cambio:

	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011	1 de enero de 2011
Productos destilados	4.316	3.608	2.256
Petróleo crudo y gas natural	1.813	1.733	1.112
Productos en procesos	106	68	70
Obras para terceros en ejecución	230	256	32
Materia Prima, Envases y Otros	457	341	278
	<u>6.922⁽¹⁾</u>	<u>6.006⁽¹⁾</u>	<u>3.748⁽¹⁾</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y 1 de enero de 2011, el valor neto de los bienes de cambio no difiere de su costo dado que no existe provisión por desvalorización alguna que disminuya el valor de los mismos.

2.e) Inversiones en sociedades:

	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011	1 de enero de 2011
Participación en sociedades (Anexo I)	1.926	2.070	1.919
Provisión para desvalorización de participación en sociedades	(12)	(57)	(80)
	<u>1.914</u>	<u>2.013</u>	<u>1.839</u>

2.f) Composición y evolución de los Activos Intangibles:

Cuenta principal	2012					2011		
	Costo							
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del ejercicio	Valor residual al 31-12	Valor residual al 31-12	Valor residual al 01-01
Concesiones de Servicios	2.344	69	343	13	2.769			
Derechos de Exploración	345	32	42	(11)	408			
Otros Intangibles	1.035	44	186	1	1.266			
Total 2012	<u>3.724</u>	<u>145</u>	<u>571</u>	<u>3</u>	<u>4.443</u>			
Total 2011	<u>3.128</u>	<u>414</u>	<u>225</u>	<u>(43)</u>	<u>3.724</u>			

Cuenta principal	2012					2011			
	Amortización								
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión	Acumulada al cierre del ejercicio	Valor residual al 31-12	Valor residual al 31-12	Valor residual al 01-01
Concesiones de Servicios	1.540	-	4-5 %	72	227	1.839	930	804	669
Derechos de Exploración	-	(4)	-	9	1	6	402	345	154
Otros Intangibles	884	-	7-33%	71	151	1.106	160	151	104
Total 2012	<u>2.424</u>	<u>(4)</u>		<u>152</u>	<u>379</u>	<u>2.951</u>	<u>1.492</u>		
Total 2011	<u>2.201</u>	<u>-</u>		<u>61</u>	<u>162</u>	<u>2.424</u>		<u>1.300</u>	<u>927</u>

La Sociedad no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y 1 de enero de 2011.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

2.g) Composición y evolución de los Bienes de Uso:

	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011	1 de enero de 2011
Valor residual de bienes de uso	57.103	43.645	34.776
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(132)	(123)	(115)
Provisión para perforaciones exploratorias improductivas	-	-	(3)
	<u>56.971</u>	<u>43.522</u>	<u>34.658</u>

Cuenta principal	2012				
	Costo				
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto de conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del ejercicio
Terrenos y edificios	4.275	22	568	89	4.954
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	99.032	962	14.776	6.543	121.313
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	13.864	1	2.145	2.262	18.272
Equipos de transporte	769	14	112	127	1.022
Materiales y equipos en depósito	2.076	2.029	278	(1.008)	3.375
Perforaciones y obras en curso	9.152	12.026	1.455	(8.975)	13.658
Perforaciones exploratorias en curso ⁽⁴⁾	419	1.121	93	(678)	955
Muebles y útiles e instalaciones	1.303	6	181	151	1.641
Equipos de comercialización	2.227	-	336	288	2.851
Otros bienes	2.501	28	338	(65)	2.802
Total 2012	<u>135.618</u>	<u>16.209⁽⁵⁾</u>	<u>20.282</u>	<u>(1.266)⁽¹⁾</u>	<u>170.843</u>
Total 2011	<u>113.531</u>	<u>13.817⁽⁵⁾</u>	<u>9.287</u>	<u>(1.017)⁽¹⁾</u>	<u>135.618</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Cuenta principal	2012					2011			
	Depreciación					Acumulada al cierre del ejercicio	Valor residual al 31-12	Valor residual al 31-12	Valor residual al 01-01
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión				
Terrenos y edificios	1.729	1	2%	95	223	2.048	2.906	2.546	2.442
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	75.254	(72)	(2)	6.840	11.284	93.306	28.007 ⁽³⁾	23.778 ⁽³⁾	20.114 ⁽³⁾
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	10.112	-	4-5%	809	1.506	12.427	5.845	3.752	3.563
Equipos de transporte	574	(13)	4-5%	58	82	701	321	195	125
Materiales y equipos en depósito	-	-	-	-	-	-	3.375	2.076	1.412
Perforaciones y obras en curso	-	-	-	-	-	-	13.658	9.152	5.393
Perforaciones exploratorias en curso ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	955	419	253
Muebles y útiles e instalaciones	1.104	-	10%	133	155	1.392	249	199	209
Equipos de comercialización	1.766	1	10%	114	262	2.143	708	461	307
Otros bienes	1.434	(1)	10%	80	210	1.723	1.079	1.067	958
Total 2012	91.973	(84)⁽¹⁾		8.129	13.722	113.740	57.103		
Total 2011	78.755	(12)⁽¹⁾		6.438	6.792	91.973		43.645	34.776

- (1) Incluye 4 y 26 de valor residual imputado contra provisiones de bienes de uso por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.
- (2) La depreciación ha sido calculada por el método de unidades de producción (Nota 1.c.6).
- (3) Incluye 2.800, 1.601 y 1.129 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y 1 de enero de 2011, respectivamente.
- (4) Existen 51 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2012. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha, se han iniciado 44 pozos, 8 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 14 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta propiedad minera, pozos y equipos de explotación.
- (5) Incluye (276) y 695 de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

Tal como se describe en la Nota 1.c.6, YPF capitaliza los costos financieros como parte del costo de los activos. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 la tasa de capitalización anualizada promedio ha sido 8,55% y 5,91% y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 340 y 125 respectivamente para los ejercicios mencionados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

A continuación se describe la evolución de la provisión para materiales y equipos obsoletos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011
Saldo al inicio del ejercicio	123	115
Aumentos con cargo a resultado	22	21
Aplicaciones con cargo a resultado	(23)	-
Cancelaciones por utilización	(4)	(26)
Diferencia de Conversión	14	13
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	132	123

2.h) Cuentas por pagar:

	31 de diciembre de 2012		31 de diciembre de 2011		1 de enero de 2011	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	35	10.705	33	9.494	33	6.368
Participación en Sociedades con patrimonio neto negativo	-	4	-	-	-	5
Extensión de Concesiones – Provincias de Mendoza y Santa Cruz	104	936	-	451	-	-
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	-	798	-	714	-	409
Diversos	23	413	27	536	26	193
	162	12.856	60	11.195	59	6.975

(1) Ver adicionalmente Nota 6.

2.i) Préstamos:

	Tasa de Interés ⁽¹⁾	Vencimiento de Capital	31 de diciembre de 2012		31 de diciembre de 2011		1 de enero de 2011	
			No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones Negociables ⁽²⁾	4,00 – 20,13%	2013 -2028	9.216	725	678	313	626	361
Otras deudas financieras	2,50 – 21,25%	2013 - 2017	2.884 ⁽³⁾⁽⁴⁾	4.279 ⁽³⁾⁽⁴⁾	3.757	7.450	895	5.468
			12.100	5.004	4.435	7.763	1.521	5.829

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2012.

(2) Se exponen netas de 450, 75 y 52 de Obligaciones Negociables propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y 1 de enero de 2011, respectivamente.

(3) Incluyen aproximadamente 5.159 que corresponden a préstamos pactados en dólares y devengan interés a tasas de entre 2,50% y 8,22%.

(4) Incluye 1.450 correspondientes a préstamos otorgados por el Banco Nación Argentina, de los cuales 412 se encuentran denominados en dólares y devengan interés a tasa fija entre 3,63% y 4,00%, y 836 se encuentran denominados en pesos, devengando un interés variable de BADLAR más un margen entre 2,5 y 4 puntos. Adicionalmente, incluye 202 correspondientes a un préstamo otorgado por el Banco Nación Argentina denominado en pesos, devengando intereses a la tasa activa de la cartera general del Banco Nación. Ver adicionalmente Nota 6.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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

(en millones)						Valor registrado					
Programa Global		Emisión		Tasa de Interés ⁽¹⁾	Vencimiento del Capital	31 de diciembre de 2012		31 de diciembre de 2011		1 de enero de 2011	
Año	Monto	Año	Valor nominal			No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
1997	US\$ 1.000	1998	US\$100	10,00%	2028	40	1	377	7	348	7
2008	US\$ 1.000	2009	\$ 205	-	-	-	-	-	-	-	205
2008	US\$ 1.000	2010	\$ 143	-	-	-	-	-	-	-	144
2008	US\$ 1.000	2010	US\$ 70	4,00%	2013	-	347	301	5	278	5
2008	US\$ 1.000	2011	\$ 300	-	-	-	-	-	301	-	-
2008	US\$ 1.000	2012	\$ 100	16,74%	2013	-	101	-	-	-	-
2008	US\$ 1.000	2012	\$ 200	17,87% ⁽²⁾	2014	200 ⁽⁶⁾	2	-	-	-	-
2008	US\$ 1.000	2012	\$ 1.200	18,87% ⁽³⁾	2015	1.200 ⁽⁶⁾	11	-	-	-	-
2008	US\$ 1.000	2012	US\$130 ⁽⁷⁾	5,00%	2014	636	7	-	-	-	-
2008	US\$ 1.000	2012	US\$552 ⁽⁷⁾	6,25%	2016	2.702 ⁽⁶⁾	34	-	-	-	-
2012	US\$ 3.000	2012	\$ 2.110	19,63% ⁽⁴⁾	2017	2.110 ⁽⁶⁾	56	-	-	-	-
2012	US\$ 3.000	2012	\$ 150	19,00%	2013	-	151	-	-	-	-
2012	US\$ 3.000	2012	\$ 2.328	20,13% ⁽⁵⁾	2018	2.328 ⁽⁶⁾	15	-	-	-	-
						9.216	725	678	313	626	361

(1) Tasa de interés vigente al 31 de diciembre de 2012.

(2) La presente emisión devenga interés a una tasa variable BADLAR más 3%.

(3) La presente emisión devenga interés a una tasa variable BADLAR más 4%.

(4) La presente emisión devenga interés a una tasa variable BADLAR más 4,25%.

(5) La presente emisión devenga interés a una tasa variable BADLAR más 4,75%.

(6) La ANSES ha participado de la suscripción pública inicial de los presentes títulos, los cuales pueden, a criterio de los respectivos tenedores, ser posteriormente negociadas en los mercados de valores en donde los títulos se encuentran autorizados a cotizar.

(7) La moneda de pago de la presente emisión es el peso al tipo de cambio aplicable de acuerdo a las condiciones de la serie emitida.

Para información adicional sobre covenants asumidos y vencimientos ver Nota 1.e) Gestión de riesgos financieros.

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. Con fecha 13 de septiembre de 2012, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas aprobó la ampliación del monto del Programa Global de Emisión de Títulos de Deuda de Mediano Plazo de la Sociedad, mencionado precedentemente en US\$ 2.000 millones, totalizando un monto nominal máximo de circulación en cualquier momento del Programa en US\$ 3.000 millones, o su equivalente en otras monedas, ampliando adicionalmente el destino de fondos del Programa, a fin de contemplar todas las alternativas previstas en el artículo 36 de la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus normas complementarias.

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. Asimismo, 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. Al 31 de diciembre de 2012, 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, II y V han sido canceladas en su totalidad. A la fecha de los presentes estados contables, la Clase III ha sido cancelada en su totalidad. Adicionalmente,

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

con fecha 14 de septiembre de 2012 la Sociedad concretó la emisión de Obligaciones Negociables Clase VI a tasa fija con vencimiento en 2013, por un monto de 100 millones de pesos, y las Clases VII y VIII, a tasa variable con vencimiento en 2014 y 2015, por un monto de 200 millones de pesos y 1.200 millones de pesos, respectivamente. Adicionalmente, el 19 de octubre de 2012, la Sociedad concretó la emisión de Obligaciones Negociables Clase IX y X, a tasa fija con vencimiento en 2014 y 2016, por un monto total de 129,8 millones de dólares y 293,4 millones de dólares, respectivamente, las cuales fueron suscriptas y serán asimismo pagadas en pesos de acuerdo a los tipos de cambio establecidos en las condiciones de cada serie emitida, y vigentes a cada momento. Asimismo, con fecha 13 de noviembre de 2012, la Sociedad concretó la emisión de Obligaciones Negociables Clase XI a tasa variable, con vencimiento en 2017 por un monto de 750 millones de pesos y con fecha 4 de diciembre la Sociedad concretó la emisión de la Clase XI adicional por un monto de 1.360 millones de pesos, totalizando la Clase XI de Obligaciones Negociables en 2.110 millones de pesos. Luego, con fecha 18 de diciembre la Sociedad emitió las Obligaciones Negociables Clase XII a tasa fija con vencimiento en 2013, por un monto de 150 millones de pesos. Finalmente, con fecha 20 de diciembre se concretó la emisión de Obligaciones Negociables Clase XIII a tasa variable con vencimiento en 2018, por un monto de 2.328,3 millones de pesos. En esa misma fecha la Sociedad emitió también la Clase X adicional por un monto de 258,3 millones de dólares, por lo que el monto de la emisión de esta clase totaliza los 551,7 millones de dólares. Con posterioridad al cierre del presente ejercicio, durante el mes de marzo de 2013 la Sociedad concretó la emisión de Obligaciones Negociables Clase XIV a tasa fija con vencimiento en 2014 por 300 millones de pesos y emitió también la Clase XIII adicional por un monto de 500 millones de pesos. Asimismo, concretó la emisión de la Clase XV a tasa fija con vencimiento en 2014 por un total aproximado de 229,7 millones de dólares, la cual fue suscripta y será asimismo pagada en pesos de acuerdo a los tipos de cambio establecidos en las condiciones de la serie.

Todas las emisiones previamente mencionadas, se encuentran dentro del Programa de US\$ 3.000 millones, o su equivalente en otras monedas.

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.

2.j) Provisiones:

	Provisiones para pensiones		Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al 31 de diciembre de 2011	143	14	2.167	118	567	581	6.329	252
Aumentos con cargos a resultados	5	-	1.058	15	707	-	477	5
Aplicaciones con cargos a resultados	-	-	(31)	(4)	(24)	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(11)	-	(519)	-	(735)	-	(141)
Diferencias de conversión	(1)	2	210	-	53	17	489	16
Reclasificaciones y otros movimientos	(11)	11	(512)	512	(626)	626	(337) ⁽¹⁾	61
Saldo al 31 de diciembre de 2012	136	16	2.892	122	677 ⁽²⁾	489 ⁽³⁾	6.958	193

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

	Provisiones para pensiones		Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al 1 de enero de 2011	130	17	2.186	95	544	502	5.228	243
Aumentos con cargos a resultados	18	-	459	26	247	122	165	224
Aplicaciones con cargos a resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(23)	-	(590)	-	(311)	-	(224)
Diferencias de conversión	13	2	109	-	27	17	241	9
Reclasificaciones y otros movimientos	(18)	18	(587)	587	(251)	251	695 ⁽¹⁾	-
Saldo al 31 de diciembre de 2011	<u>143</u>	<u>14</u>	<u>2.167</u>	<u>118</u>	<u>567⁽²⁾</u>	<u>581⁽³⁾</u>	<u>6.329</u>	<u>252</u>

(1) Incluye (276) y 695 correspondientes al recálculo anual de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos, el cual tiene contrapartida en activos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

(2) Incluye 431 y 346 de provisiones medioambientales de YPF Holdings Inc. 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

(3) Incluye 145 y 278 de provisiones medioambientales de YPF Holdings Inc. al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

2.k) Ingresos, costo de ventas y gastos:

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011

Ingresos ordinarios

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Ventas	68.817	57.054
Ingresos por contratos de construcción	684	993
Impuesto a los ingresos brutos	(2.327)	(1.836)
	<u>67.174</u>	<u>56.211</u>

Costo de ventas

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Existencia al inicio	6.006	3.748
Compras	17.974	17.679
Costos de producción	32.374	25.354
Diferencia de conversión	835	368
Existencia final	(6.922)	(6.006)
Costo de ventas	<u>50.267</u>	<u>41.143</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Gastos

	2012				2011	
	Costos de producción	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total	Total
Sueldos y cargas sociales	3.229	762 ⁽²⁾	430	67	4.488	3.493
Honorarios y retribuciones por servicios	251	704 ⁽²⁾	108	12	1.075	837
Otros gastos de personal	782	153	44	18	997	852
Impuestos, tasas y contribuciones	590	28	2.062	-	2.680 ⁽¹⁾	2.902 ⁽¹⁾
Regalías, servidumbres y cánones	4.444	-	11	14	4.469	3.546
Seguros	208	8	39	-	255	182
Alquileres de inmuebles y equipos	1.315	12	151	3	1.481	1.054
Gastos de estudio	-	-	-	32	32	52
Depreciación de bienes de uso	7.832	165	132	-	8.129	6.438
Amortización de activos intangibles	90	45	8	9	152	61
Materiales y útiles de consumo	1.447	11	95	8	1.561	1.120
Contrataciones de obra y otros servicios	2.555	129	253	-	2.937	3.282
Conservación, reparación y mantenimiento	5.690	75	124	33	5.922	4.154
Compromisos contractuales	212	-	-	-	212	88
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	316	316	350
Transporte, productos y cargas	2.002	-	1.876	-	3.878	2.769
Provisión (recupero) para deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	31	-	31	(12)
Gastos de publicidad y propaganda	-	83	99	-	182	273
Combustibles, gas, energía y otros	1.727	57	199	70	2.053	1.747
Total 2012	32.374	2.232	5.662	582	40.850	
Total 2011	25.354	1.822	5.438	574		33.188

(1) Incluye aproximadamente 1.307 y 1.826 correspondientes a retenciones a las exportaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

(2) Incluye 33,9 correspondientes a honorarios y retribuciones a Directores y Síndicos de YPF, todo ello dentro de la autorización de fecha 17 de julio de 2012 otorgada por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, la cual aprobó por mayoría absoluta de las acciones con derecho a voto presentes la autorización al Directorio para efectuar pagos a cuenta de honorarios por el período que va desde 4 de junio de 2012, fecha en la cual se produjo la designación de los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora, hasta la finalización del ejercicio 2012 por hasta la suma de 34,8, quedando el tratamiento del pago de los honorarios efectuados entre el 1 de enero y el 4 de junio de 2012 diferido para su resolución por parte de la próxima Asamblea que tratará la retribución de los directores y síndicos por el ejercicio 2012. Con relación a los honorarios, remuneraciones y retribuciones por todo concepto percibidos por el Directorio y la Comisión Fiscalizadora por el período que va del 1° de enero de 2012 hasta su remoción el 4 de junio de dicho año, se abonaron 12,8 millones. Cabe señalar que los honorarios percibidos durante dicho período no son representativos de los que habitualmente percibía el directorio, por cuanto el pago de estos se encontraba asociados a determinados hitos temporales que se vieron interrumpidos por la remoción del directorio. Así resulta, por ejemplo, de la comparación con lo abonado durante el año 2011 que tal como se informara en la asamblea de fecha 17 de julio de dicho año ascendió a la suma de 59,8 millones.

El gasto reconocido en los estados de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 ascendió a 58 y 53, respectivamente.

Otros egresos, netos

	2012	2011
Remediación medioambiental y otros de YPF Holdings Inc.	(572)	(280)
Diversos	44	234
	(528)	(46)

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

3. PROVISIONES PARA JUICIOS, RECLAMOS Y PASIVOS AMBIENTALES

La Sociedad 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 la Sociedad, ya sea en forma parcial o total, puedan exceder significativamente las provisiones que hemos establecido.

Adicionalmente, 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 en la Argentina, 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.

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 provisión 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.

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 Secretaría 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 "Administración de las Exportaciones"). 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 la mencionada medida, en reiteradas ocasiones, desde el año 2004 YPF 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.

YPF ha impugnado el Programa, la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional, establecidas mediante las Resoluciones SEN 599/2007, 172/2011 y Resolución ENARGAS 1410/2010 por arbitrarios e ilegítimos, y ha alegado frente a los respectivos clientes que la Administración de las Exportaciones constituye un evento de caso fortuito o fuerza mayor (hecho del príncipe) que liberan a YPF 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 YPF, 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").

Entre ellos, AES Uruguaiana Empreendimentos 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 YPF. 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 YPF 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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. El Tribunal Arbitral estableció como fecha límite para el dictado del laudo hasta el 31 de julio de 2012. Posteriormente se notificó la ampliación de dicho plazo para el 30 de abril de 2013. Con fecha 19 y 24 de abril de 2012, AESU y Companhia do Gas do Estado do Rio Grande do Sol (“Sulgas”) presentaron nueva evidencia solicitando su admisión en el procedimiento arbitral. YPF y TGM hicieron sus observaciones sobre dicha evidencia el 27 de abril de 2012. Con fecha 1 de mayo de 2012, el Tribunal Arbitral denegó la admisión de dicha evidencia, al tiempo que resolvía que, si durante el juicio el Tribunal consideraba necesaria dicha evidencia, la misma sería admitida.

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 YPF 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. (NAFISA), había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos aplicables al transporte a Uruguiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en 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, la acumulación en el juicio “TGN c/ YPF” y rechazando el reclamo fundado en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte. En esta misma fecha, se presentó también en el juicio “TGN c/ YPF” similar solicitud de acumulación. El 12 de abril de 2012, ENARGAS resolvió a favor de NAFISA. Con fecha 12 de mayo de 2012 YPF recurrió dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. De acuerdo a la estimación de la Gerencia de YPF, los reclamos mencionados no tendrán un efecto adverso significativo sobre los resultados futuros.

Con fecha 18 de septiembre de 2012 el juez interviniente en la causa “TGN c/ YPF” resolvió: a) Desestimar el pedido de acumulación formulado por YPF, con costas, por entender que el juzgado no es competente para entender en la causa NAFISA ya que carece de jurisdicción administrativa y que no existe posibilidad de que la decisión que recaiga en alguno de ellos tenga efectos de cosa juzgada respecto del otro; b) Admitir los hechos nuevos denunciados por YPF consistentes en la notificación del 16 de diciembre de 2010

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

realizada por TGN a YPF de la rescisión del contrato de transporte firme y la convocatoria a Concurso Público convocado por TGN el 10 de marzo de 2011 para adjudicar el Servicio público de Transporte Firme de Gas Natural a través de su sistema de Gasoductos Norte, incluyendo la capacidad de transporte remanente de la terminación del contrato; c) Tener por ampliada la demanda por la cual TGN reclama las facturas correspondientes al servicio firme prestado en los meses de noviembre y diciembre de 2010; y d) Abrir la causa a prueba.

En relación con lo mencionado precedentemente, 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 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 2012, tanto en el mercado local como de exportación, han sido provisionados 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 YPF 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, YPF 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 N° 24.145 y Decreto N° 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 suscrito 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 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, será provisionado en la medida que la pérdida sea probable y pueda ser estimada razonablemente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 Estado Nacional 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 a lo previamente mencionado, la Sociedad tiene otros 36 reclamos judiciales en su contra basados en argumentos similares, los cuales representan aproximadamente 19. Asimismo, se han iniciado reclamos no judiciales contra YPF basados en argumentos similares.

Otros reclamos y pasivos ambientales:

Con relación a las obligaciones ambientales, y en adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, que al 31 de diciembre de 2012 ascienden a 7.151, se han provisionado 1.166 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. Tal como se menciona previamente, 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 y con relación a lo mencionado en el párrafo precedente, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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.

A continuación se describen las situaciones de mayor significatividad registradas por la Sociedad controlada YPF Holdings Inc. 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.

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 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 84 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. Este grupo se autodenomina “PGC – Partes del Grupo de Cooperación”. 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 2012, unas 70 entidades (incluida TS) han acordado participar en RIFS propuestos en relación con el PRRP. El 29 de mayo de 2012, Occidental, Maxus y TS se retiraron del PGC bajo protesta y reservando todos sus derechos. Una descripción de las circunstancias de tal acción se encuentra más abajo en el párrafo titulado “Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción.” Sin embargo, Occidental continúa siendo una parte firmante del AOC 2007 y su retiro del PGC no cambia sus obligaciones bajo ese AOC.

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, firmaron 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 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 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 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 de 2008") 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 comprende 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 fue sustancialmente completada en el cuarto trimestre de 2012. La EPA realizó una inspección del sitio durante enero de 2013, transmitiendo verbalmente su aprobación de la finalización de las obras estando a la fecha pendiente la recepción de la confirmación escrita de la misma. 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 de 2008, 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 de 2008 prevé que estas garantías financieras sean satisfechas a través de la constitución de un fondo fiduciario. YPF Holdings provisionó originalmente el mencionado importe en

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

relación a este asunto. Al 31 de diciembre de 2012, se depositaron 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. Al llevar a cabo las tareas de remoción de sedimentos, se removerán contaminantes que podrían 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.

Adicionalmente, 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 descriptas 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 PGC 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 retiró el mismo a los efectos de su revisión y consideración de los comentarios. El 18 de septiembre de 2012, en una reunión del Grupo Asesor Comunitario ("CAG"), la EPA describió las alternativas analizadas en el FFS, se estima que dicho estudio y plan de trabajo podría ser lanzado al público durante el primer semestre de 2013 (seguido por un período de 60 días para comentarios públicos) y se ofrecerían cuatro alternativas : (i) no realizar acción alguna (costo: US\$ 8,6 millones), (ii) dragado profundo de 9,6 millones de yardas cúbicas por más de 11 años (costo: de US\$ 1.300 millones a US\$ 3.400 millones, dependiendo de si el sedimento dragado es desechado en una instalación acuática de disposición contenida en el suelo de la bahía de Newark ("CAD") o en una instalación de eliminación fuera del sitio), (iii) tapado y dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas por más de 6 años (costo estimado: de US\$ 1.000 millones a US\$ 1.900 millones, dependiendo de si hay una "CAD" o una instalación de eliminación fuera del sitio; y (iv) tapado focalizado con dragado de 0,9 millones de yardas cúbicas por más de 3 años (la alternativa propuesta por el PGC). La EPA indicó que había descartado la alternativa (iv) y que actualmente es partidaria de la alternativa (iii). Tierra tiene previsto responder a cualquier otra propuesta de la EPA como sea apropiado en ese momento. Si la EPA se mantiene con el calendario anunciado, se prevé que el Registro final de la Decisión se publicará entre doce a dieciocho meses después que el FFS sea lanzado al público. En base a la información que a la fecha de emisión de los presentes estados contables dispone la Sociedad, considerando asimismo la potencial propuesta final, los resultados de los descubrimientos y/o pruebas a producirse, las diversas partes involucradas en el mismo y consecuentemente la potencial distribución de los costos de remoción, 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 provisión por esta cuestión.

De conformidad con la AOC 2007, las 17 millas del tramo inferior del Río Passaic, desde su confluencia con la Bahía Newark hasta la Represa Dundee, serán objeto del Estudio de factibilidad / Investigación de remediación cuya realización se anticipa para 2015, luego de que la EPA seleccione una medida de remediación y la ponga a consideración del público.

Por otro lado, y con relación a la supuesta contaminación 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 en diciembre de 2005, el DEP demandó a YPF Holdings Inc., TS, Maxus y varias otras entidades; además de Occidental (el "Litigio con el DEP"). 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, 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 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 TS argumentando que TS 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 TS 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 y Maxus, en la otra para discutir las posiciones respectivas, pero la misma no arribó a un consenso.

En febrero de 2012, los demandantes y Occidental presentaron una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus, solicitando que la corte falle que Maxus es directamente responsable bajo la ley de descargas (“Spill Act”) de Nueva Jersey. En el primer trimestre de 2012, Maxus, Occidental y los demandantes presentaron sus escritos. Hubo audiencias y presentación de argumentos orales el 15 y 16 de mayo. El juez ha fallado en contra de Maxus y TS, considerando que son responsables por la contaminación del Rio Passaic. No obstante, no se ha comprobado ni el volumen total ni la toxicidad de la contaminación, como así tampoco el monto del daño causado (todo lo cual se determinará en otra fase del pleito). Maxus y TS tienen el derecho de apelar esta decisión.

El tribunal ordenó la vía procesal VIII, el 11 de septiembre de 2012. En virtud de la vía procesal VIII, el tribunal llevará adelante el período de prueba y la etapa del juicio en la acción de daños y perjuicios del Estado de New Jersey (la “Administración”) contra Occidental, Maxus y Tierra (causados por la planta Diamond Alkali Lister Avenue). Conforme a esta orden, el comienzo del juicio de la primera etapa de la vía

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

procesal VIII está programado para julio de 2013. No obstante, esta fecha estimada se vio modificada por el siguiente acontecimiento.

El 21 de septiembre de 2012, el juez Lombardi (juez de la causa) hizo lugar a la petición de la Administración de que se dicte una orden de presentar fundamentación jurídica para suspender todas las acciones contra terceros demandados que hayan suscripto con la Administración la Carta de intención (MOU, por sus siglas en inglés), con el fin de celebrar acuerdos respecto de los reclamos presentados en su contra. Actualmente la Administración y los terceros involucrados se encuentran negociando los términos de los potenciales acuerdos, los cuales no han sido revelados a terceras partes. Se espera finalizar con estos acuerdos durante el primer trimestre de 2013, incluyendo la homologación judicial de los mismos.

El 27 de septiembre de 2012, Occidental interpuso una reconvencción ampliada y, al día siguiente, la Administración presentó su cuarta ampliación de demanda. Los principales cambios del escrito de la Administración se refieren a las afirmaciones en contra de YPF y Repsol, todas las cuales han sido incluidas en la reconvencción de Occidental. En especial, se incluyen tres nuevas acusaciones contra Repsol respecto del vaciamiento de activos de Maxus y de YPF, que se fundan en el Informe Mosconi del estado argentino. El 25 de octubre de 2012, las partes del litigio aceptaron una Orden de consentimiento, sujeta a la aprobación del juez Lombardi, la cual, en parte, extendió el plazo para que YPF responda a los nuevos escritos presentados por la Administración y por Occidental hasta el 31 de diciembre de 2012, extiende el período de producción de pruebas testimoniales hasta el 26 de abril de 2013, extiende el período de producción de pruebas periciales hasta el 30 de septiembre de 2013 y fija fecha para el juicio sobre el fondo para el 24 de febrero de 2014.

Al 31 de diciembre de 2012, 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 TS 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.

A la fecha de emisión de estos Estados Contables ciertas partes, incluyendo a la Sociedad, se encuentran negociando un potencial acuerdo vinculado al Litigio con el DEP, el cual la Sociedad estima podría finalizarse durante el primer semestre del corriente año. Sin embargo no podemos asegurar que tal acuerdo se vaya a firmar.

Al 31 de diciembre de 2012, se ha provisionado un importe total de 592, el cual comprende el costo de 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 de 2008, como asimismo otros asuntos relacionados al río Passaic y a la Bahía de Newark, incluyendo cuestiones legales asociadas. 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, la imposición de penalidades o acciones de remediación o el resultado de negociaciones vinculadas a los asuntos mencionados 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 provisionados.

Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción: En febrero de 2012, la EPA presentó a las Partes del Grupo de Cooperación (PGC) una propuesta de Acuerdo administrativo y orden de consentimiento (la AOC RM 10.9) para realizar una Acción de remoción y Estudios piloto destinados a reducir los altos niveles de contaminación de 2, 3, 7, 8-TCDD, PCB, mercurio y otros contaminantes de importancia en las proximidades de la milla 10.9 del Río Passaic (RM 10.9), que comprende una formación de sedimentos ("senegal") de aproximadamente 8,9 acres. En relación con la AOC RM 10.9, la EPA ordenó al PGC proceder a la remoción de aproximadamente 16.000 yardas cúbicas de sedimentos y realizar estudios piloto a pequeña escala con el fin de evaluar diferentes tecnologías ex situ de descontaminación y reutilización beneficiosa, nuevas tecnologías de rellenado y técnicas de estabilización in situ, para posibilitar

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

su consideración y posible inclusión en la acción de remoción a ser evaluada en la AOC 2007 y en los Estudios de factibilidad focalizados (FFS, por sus siglas en inglés); técnicas y tecnologías por cualquiera de las cuales se podría optar en uno o más de los instrumentos de decisión subsiguientes. Occidental se negó a suscribir dicha AOC y formalizó su renuncia al PGC, efectiva desde el 29 de mayo de 2012, bajo protesta y mediante reserva de derechos. El 18 de junio de 2012, la EPA anunció la celebración de la AOC para la RM 10.9 con 70 integrantes del PGC. Este documento establecía, entre otros requisitos, la obligación de proporcionar a la EPA una garantía financiera por el cumplimiento de los trabajos, establecida en la suma de US\$ 20 millones. Occidental notificó a la EPA y al PGC su intención de cumplir con dicha orden el 23 de julio de 2012, a lo que siguió su ofrecimiento de buena fe de facilitar la utilización de sus instalaciones de escurrimiento existentes, de fecha 27 de julio de 2012. El 10 de agosto de 2012, el PGC rechazó el ofrecimiento de buena fe de Occidental y, el 7 de septiembre de 2012, el PGC anunció que tenía planes alternativos para la manipulación de los sedimentos que serían excavados en la RM 10,9; por lo que no sería necesaria la utilización de las instalaciones de escurrimiento existentes. Mediante carta del 26 de septiembre de 2012, la EPA señaló a Occidental la necesidad de analizar otras opciones para que Occidental participe y coopere en la acción de remoción de la RM 10,9, según lo dispuesto por la Orden administrativa unilateral. El 18 de septiembre de 2012, la EPA sugirió al PGC del Río Passaic (CAG, por sus siglas en inglés) que los estudios a pequeña escala de las tecnologías de tratamiento no reducían las concentraciones de químicos de modo suficiente para justificar su costo, por lo que los sedimentos de la RM 10.9 debían ser removidos fuera del sitio para su eliminación. El plazo para la presentación de la garantía financiera se ha extendido al 15 de marzo de 2013.

Sobre la base de la información disponible para la Sociedad a la fecha de emisión de los presentes estados contables; en consideración de los resultados de los estudios y de la etapa de prueba; así como de la potencial responsabilidad de las demás partes involucradas en esta cuestión y la posible asignación de los costos de remoción; y con considerando la opinión de nuestros asesores legales externos e internos, no es posible estimar razonablemente la pérdida o el rango de pérdidas que puedan derivar de estas cuestiones pendientes. En consecuencia, no se ha contabilizado provisión alguna respecto de estos reclamos.

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 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 y llevar a cabo tareas de remediación en tres sitios, con un costo de US\$ 2 millones aproximadamente. 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. De conformidad con el acuerdo, el pago de los US\$ 5 millones fue realizado en octubre de 2011 y el esquema de remediación de los tres sitios adicionalmente a los sitios remanentes de cromo bajo el AOC de Kearny (aproximadamente 28 sitios) por un período de 10 años fue entregado al DEP recientemente. El DEP indicó que no podía aprobar un término de diez años, por lo tanto se presentó una versión revisada del plan de ocho años y está esperando los comentarios del DEP.

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 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”. En febrero de 2013, la EPA solicitó al GRP la presentación de un plan de trabajo para la realización de los RIFS en un período de 60 días.

En el segundo semestre de 2006, conforme a un pedido del DEP, el GRP ha llevado a cabo pruebas de sedimentos en una parte del río Hackensack, cerca de la mencionada planta de Kearny. El reporte de esos resultados fue presentado al DEP. El GRP presentó un plan de trabajo para llevar a cabo pruebas adicionales solicitadas por el DEP, en enero 2009. En marzo de 2012, el GRP recibió una carta de Aviso de Deficiencia (“NOD”) por parte del DEP en la cual busca expandir el alcance del trabajo que será requerido en el río Hackensack bajo el plan de trabajo para incorporar locaciones adicionales de muestreo. No obstante el GRP considera que es necesario investigar y prevenir descargas de cromo en el río desde ciertos sitios, el GRP sostiene que no tiene obligación bajo el AOC de investigar la contaminación por cromo en el río. Las negociaciones entre el GRP y el DEP están en curso.

Al 31 de diciembre de 2012, se encuentran provisionados aproximadamente 83 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 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

“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 2012, YPF Holdings Inc. ha provisionado un monto total de 73 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 provisión 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, fue alcanzado mediante la firma de un acuerdo en el mes de enero de 2013, mediante el cual se acuerda el reembolso de ciertos costos incurridos por los mencionados organismos gubernamentales y la realización de dos proyectos de restauración por un monto total de US\$ 0,8 millones. 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 2012, YPF Holdings Inc. ha provisionado un total de 19 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.

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.

El 6 de junio de 2012 el grupo PPR presentó un Plan de muestreo de Campo propuesto (FSP), incluyendo planes detallados para la investigación del suelo restante y un enfoque por fases para la investigación de los sedimentos. En julio de 2012 la EPA respondió al plan propuesto (FSP) requiriendo un muestreo de

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

sedimentos ampliado como parte de la siguiente fase de la investigación y la evaluación adicional para determinar la posible presencia de distintas capas de carbón y coque en partes de la porción de suelo del Sitio. En diciembre de 2012, la EPA aprobó el FSP revisado del grupo PPR, y el mismo comenzó las actividades de investigación del suelo restante y sedimentos. El costo estimado de implementación del trabajo de campo relacionado con el FSP es de aproximadamente US\$ 0,8 millones.

YPF Holdings provisionó 8 al 31 de diciembre de 2012 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 firmó el Acta de Consentimiento en el segundo trimestre de 2012 que se hizo efectiva en Julio 2012. Durante el segundo semestre 2012 el grupo PPR comenzó con la fase de diseño y planeamiento, y los trabajos de remediación se llevarán a cabo en el 2013. Al 31 de diciembre de 2012, YPF Holdings ha provisionado 6 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 2012, YPF Holdings Inc. ha provisionado 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 2012, YPF Holdings Inc. ha provisionado 14 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, no obstante existir negociaciones en curso para acordar el asunto.

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 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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. En marzo 2012, Maxus pagó a Occidental US\$ 0,6 millones, cubriendo así los costos por 2010 y 2011, y en septiembre de 2012 pagó un adicional de US\$ 31 mil cubriendo los costos del primer semestre de 2012. Maxus prevé que los costos de Occidental en el futuro bajo el caso Dallas no excederán a los incurridos en el primer semestre de 2012. 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 2012 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. El Tribunal de Apelaciones confirmó la decisión del Tribunal de Distrito en marzo de 2012. En junio de 2012, Maxus pagó por cuenta de Occidental, aproximadamente US\$ 2 millones al demandante por costos incurridos en el pasado. Aún queda la obligación de pagar algunos costos futuros. Al 31 de diciembre de 2012, YPF Holdings Inc. ha provisionado 4 en relación con este reclamo.

En mayo de 2008, Ruby Mhire y otros ("Mhire") presentaron una demanda contra Maxus y otros terceros, 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 entre US\$ 159 y US\$ 210 millones. Durante junio 2012 se efectuó una mediación ordenada por la corte. Los demandantes pidieron que Maxus, conjuntamente con dos partes más, paguen US\$ 30 millones para cancelar su obligación, oferta que fue rechazada por los demandados. 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 como así también ha solicitado el cambio de jurisdicción para el tratamiento del asunto. Se espera ir a juicio en el primer trimestre de 2013. YPF Holdings Inc. ha provisionado US\$ 7 millones para esta contingencia.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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.

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 provisión correspondiente, sobre la base de la mejor estimación de acuerdo con la información disponible a la fecha de emisión de los presentes estados contables.

4. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre del 2012, 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 2012, 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 cambio de control 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.

Hasta la promulgación de la Ley N° 26.741 descripta a continuación, Repsol, S.A. ("Repsol") tenía una participación directa e indirecta de aproximadamente 57,43%, mientras que Petersen Energía S.A. ("PESA") y sus sociedades afiliadas ejercían influencia significativa mediante una tenencia del 25,46% del capital de la Sociedad.

El Decreto N° 530/12 del Poder Ejecutivo Nacional (el "Decreto"), estableció la intervención temporaria de la Sociedad por un período de 30 días (el cual fue posteriormente extendido hasta la fecha de la Asamblea de Accionistas del 4 de junio de 2012 por el Decreto N° 732/12), con el objetivo de asegurar la continuidad del negocio, la preservación de los activos y el capital de la Sociedad, la provisión de combustibles y la satisfacción de las necesidades del país, garantizando el cumplimiento de los objetivos del proyecto legislativo encarado por el Poder Ejecutivo. Adicionalmente, el Decreto suspendió las atribuciones del Directorio, y consecuentemente el Comité de Auditoría, las cuales fueron asumidas por el interventor designado por el Poder Ejecutivo Nacional (el "Interventor").

La Ley N° 26.741, promulgada el 4 de mayo de 2012, modificó la estructura accionaria de la Sociedad. La mencionada Ley declaró de interés público y sujeto a expropiación a las acciones clase D de la Sociedad en poder de Repsol, sus sociedades controladas o controlantes, que representan el 51% del capital social de la Sociedad. A su vez, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. Las acciones sujetas a expropiación serán distribuidas de la siguiente manera: 51% para el Gobierno Nacional y 49% para determinadas Provincias Argentinas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

El 7 de mayo de 2012, en virtud de la Resolución N° 16.808 de la CNV, se convocó a una Asamblea General Ordinaria y Especial de Accionistas de la Sociedad para el 4 de junio de 2012. La mencionada asamblea aprobó: (i) la remoción de los Directores por los accionistas Clase A y Clase D y de los miembros de la Comisión Fiscalizadora; (ii) la determinación del número de miembros titulares del Directorio de la Sociedad en 17 y de los miembros titulares de la Comisión Fiscalizadora en 3; (iii) la elección de los Directores por la Clase A y D y de los miembros de la Comisión Fiscalizadora; y (iv) la determinación del plazo de su mandato.

Con fecha 4 de junio de 2012, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas designó el nuevo Directorio de la Sociedad, quedando consecuentemente concluido el período de intervención de la Sociedad.

Con fecha 17 de julio del 2012 se celebró la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, la cual ha aprobado los Estados Contables de YPF correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011, y adicionalmente aprobó lo siguiente respecto a distribución de utilidades del ejercicio finalizado el 31 de diciembre del 2011: (i) desafectar el saldo no utilizado de la cuenta Reserva para Futuros Dividendos de 1.057 y trasladarlo a Resultados acumulados, resultando el monto total de Resultados acumulados, juntamente con las utilidades del ejercicio, de 6.353; (ii) reservar la cantidad de 299 al efecto de cumplir con la restricción a la distribución de resultados impuesta por las normas de la Comisión Nacional de Valores con respecto a los resultados diferidos negativos, la cual será afectada conforme lo establecen las normas contables; (iii) destinar la suma de 5.751 a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales y sus modificaciones, y (iv) destinar la suma de 303, a una reserva para el pago de dividendos, facultando al Directorio a determinar la oportunidad para su distribución en un plazo que no podrá exceder el del cierre del presente ejercicio. Con fecha 6 de noviembre de 2012 el Directorio de la Sociedad decidió el pago de un dividendo de \$0,77 por acción, el cual fue puesto a disposición de los accionistas el 19 de noviembre de 2012.

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.

YPF 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.

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 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

5. INVERSIONES EN SOCIEDADES Y EN UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS

El siguiente cuadro muestra en forma agrupada, atento a no ser ninguna de las sociedades individualmente material, el valor de las inversiones en sociedades vinculadas y en negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y al 1 de enero de 2011:

	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011	1 de enero de 2011
Valor de las inversiones en sociedades vinculadas valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	603	637	605
Valor de las inversiones valuadas al costo	12	13	12
Sub-total participaciones en sociedades vinculadas y otras	615	650	617
Valor de las inversiones en negocios conjuntos valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	1.311	1.420	1.302
Sub-total participaciones en negocios conjuntos	1.311	1.420	1.302
Provisión para desvalorización de participaciones en sociedades	(12)	(57)	(80)
	1.914	2.013	1.839

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	2012	2011
Saldo al inicio del ejercicio	2.013	1.839
Adquisiciones y aportes	-	2
Desinversiones	-	-
Resultado en inversiones contabilizadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	114	685
Dividendos distribuidos	(388)	(602)
Diferencias de conversión	167	89
Otros movimientos	8	-
Saldo al cierre del ejercicio	1.914	2.013

En el Anexo I.b) se detallan las inversiones en sociedades.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de resultados de las inversiones en sociedades de la Sociedad, calculadas de acuerdo al valor patrimonial proporcional en las mismas, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 (ver Anexo I). YPF ha ajustado, de corresponder, los valores informados por dichas sociedades para adaptarlos a los criterios contables utilizados por la Sociedad para el cálculo del valor patrimonial proporcional en las fechas antes mencionadas:

	Vinculadas		Negocios conjuntos	
	2012	2011	2012	2011
Utilidad neta	14	90	100	595
Otros resultados integrales	5	4	162	85
Resultado integral del ejercicio	19	94	262	680

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Adicionalmente, tal como se menciona en la Nota 1.a), al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad participa en Uniones Transitorias de Empresas y otros contratos similares ("UTEs") que otorgan a la Sociedad un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato. La participación en dichas UTEs y Consorcios ha sido consolidada línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Para la determinación de la participación en dichas 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. En el Anexo II se incluye un detalle de las UTEs más significativas en las que participa la Sociedad, indicando asimismo la naturaleza de la operación.

Las UTEs y consorcios de exploración y producción en los que participa la Sociedad asignan la producción de hidrocarburos a los socios en función de los porcentajes de participación contractualmente establecidos en los mismos, por lo que la comercialización de dichos hidrocarburos es realizada directamente por los socios registrando los mismos los efectos económicos respectivos.

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y 1 de enero de 2011 y las principales magnitudes de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 de las UTEs y consorcios en las que participa la Sociedad se detallan a continuación:

	<u>Al 31 de diciembre de 2012</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2011</u>	<u>Al 1 de enero de 2011</u>
Activo no corriente	7.136	5.611	4.485
Activo corriente	551	688	614
Total del activo	<u>7.687</u>	<u>6.299</u>	<u>5.099</u>
Pasivo no corriente	1.661	1.249	855
Pasivo corriente	1.048	1.026	583
Total del pasivo	<u>2.709</u>	<u>2.275</u>	<u>1.438</u>
	<u>2012</u>	<u>2011</u>	
Costos de producción	3.858	3.239	
Gastos de exploración	281	268	

6. SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

La Sociedad realiza operaciones y transacciones con partes relacionadas dentro de las condiciones generales de mercado, las cuales forman parte de la operación habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

Tal como se describe en la Nota 4, con fecha 3 de Mayo de 2012, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 26.741, por medio de la cual se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF representado por igual porcentaje de acciones Clase D de dicha empresa pertenecientes a Repsol sus controlantes o controladas, directa o indirectamente, disponiéndose al mismo tiempo la ocupación temporánea de tales acciones en los términos de los artículos 57 y 59 de la Ley N° 21.499. La información detallada en los cuadros siguientes muestra los saldos con los negocios conjuntos y las sociedades vinculadas al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y 1 de enero de 2011, así como las operaciones con las mismas por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011. Adicionalmente, se incluyen los saldos y operaciones mantenidas con las sociedades integrantes del grupo Repsol y vinculadas a PESA hasta la fecha en que dejaron de cumplir con las condiciones para definirse como partes relacionadas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

	Al 31 de diciembre de 2012			Al 31 de diciembre de 2011				Al 1 de enero de 2011							
	Créditos por ventas		Cuentas por pagar	Créditos por ventas		Otros créditos		Cuentas por pagar	Préstamos		Créditos por ventas		Cuentas por pagar	Préstamos	
	Corriente	Otros créditos	No Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Negocios conjuntos:															
Profertil S.A.	29	6	-	37	27	2	-	122	-	29	1	-	79	-	-
Compañía Mega S.A. ("Mega")	422	5	-	19	459	-	-	18	-	296	-	-	10	-	-
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	61	23	-	6	75	23	-	18	-	57	20	-	12	-	-
	512	34	-	62	561	25	-	158	-	382	21	-	101	-	-
Sociedades vinculadas:															
Central Dock Sud S.A.	89	4	350	8	59	-	291	10	-	49	-	256	2	-	-
Pluspetrol Energy S.A.	76	-	-	2	-	-	-	3	-	1	-	-	7	-	-
Metrogas S.A.	104	-	-	-	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	-	-	6	-	-	-	4	-	-	-	-	9	-	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	-	-	11	-	-	-	10	-	-	-	-	4	-	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	-	-	2	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	-	-	6	-	-	-	2	-	-	-	-	2	-	-
Oiltanking Ebytem S.A.	-	-	-	15	-	-	-	18	-	-	-	-	21	-	-
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
	269	4	350	50	104	-	291	48	-	50	1	256	46	-	-
Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:															
Repsol	-	-	-	-	-	43	-	123	-	-	38	-	122	-	-
Repsol Gas S.A.	-	-	-	-	32	13	-	37	-	34	1	-	4	-	-
Repsol Sinopec Brasil S.A.	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-	5	-	-	-	-
Repsol International Finance B.V.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Repsol Netherlands Finance B.V.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-
Repsol Venezuela S.A.	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-	6	-	6	-	-
Repsol Ecuador S.A.	-	-	-	-	-	7	-	2	-	-	6	-	5	-	-
Repsol Comercial S.A.C.	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	7	-	-	-	-
Repsol Exploración S.A.	-	-	-	-	-	14	-	2	-	-	12	-	8	-	-
Repsol Bolivia S.A.	-	-	-	-	-	19	-	-	-	-	18	-	23	-	-
Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	538	-	-	-	-	-	-
Repsol Butano S.A.	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	19	-	-	-	-
Nuevo Banco de Entre Ríos S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27	28
Nuevo Banco de Santa Fe S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	69
Otras	1	-	-	-	26	24	-	60	-	27	28	-	57	22	-
	1	-	-	-	58	160	-	224	538	61	141	-	225	458	97
	782	38	350	112	723	185	291	430	538	493	163	256	372	458	97

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

	2012			2011			
	Ventas	Compras y servicios (recuperos de gastos), netos	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos	Ventas	Compras y servicios (recuperos de gastos), netos	Préstamos recibidos (pagados), netos	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos
Negocios conjuntos:							
Profertil S.A.	119	273	-	81	460	-	-
Mega	1.696	166	-	1.720	95	-	-
Refinor	495	125	-	447	160	-	-
	<u>2.310</u>	<u>564</u>	<u>-</u>	<u>2.248</u>	<u>715</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Sociedades vinculadas:							
Central Dock Sud S.A.	168	33	3	163	38	-	12
Pluspetrol Energy S.A.	102	27	-	1	28	-	-
Metrogas S.A.	126	-	-	80	-	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	51	-	-	39	-	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	78	-	-	50	-	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	8	-	-	4	-	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	36	-	-	10	-	-
Oiltanking Ebytem S.A.	-	101	-	-	72	-	-
	<u>396</u>	<u>334</u>	<u>3</u>	<u>244</u>	<u>241</u>	<u>-</u>	<u>12</u>
Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:							
Repsol	8	2	-	7	(4)	-	(19)
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	-	-	-	-	5	-	-
Repsol Gas S.A.	78	1	-	320	12	-	-
Repsol Netherlands Finance B.V.	-	-	-	-	-	(403)	(3)
Repsol Venezuela S.A.	-	-	-	-	(7)	-	-
Repsol Ecuador S.A.	-	-	-	-	(3)	-	-
Repsol Exploración S.A.	1	-	-	-	(7)	-	-
Repsol Bolivia S.A.	-	-	-	-	(24)	-	-
Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.A.	-	366	(5)	-	-	538	(8)
Repsol Butano S.A.	-	-	(1)	-	-	-	-
Nuevo Banco de Entre Ríos S.A.	-	-	(3)	-	-	(29)	(1)
Nuevo Banco de Santa Fe S.A.	-	-	-	-	-	(78)	(7)
Otras	7	19	(1)	268	179	(23)	(1)
	<u>94</u>	<u>388</u>	<u>(10)</u>	<u>595</u>	<u>151</u>	<u>5</u>	<u>(39)</u>
	<u>2.800</u>	<u>1.286</u>	<u>(7)</u>	<u>3.087</u>	<u>1.107</u>	<u>5</u>	<u>(27)</u>

Adicionalmente, en el curso habitual de sus negocios, y atento a ser la principal compañía petrolera de la Argentina, la cartera de clientes/proveedores de la Sociedad abarca tanto entidades del sector privado como así también del sector público nacional, provincial y municipal. Conforme a lo requerido por la NIC 24, dentro de las principales transacciones antes mencionadas se destacan la provisión de fuel oil a CAMMESA que tiene como destino su uso en centrales térmicas y las compras de energía a la misma (las operaciones por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2012 ascendieron a 1.993 y 454, respectivamente, mientras que el saldo neto a dicha fecha era un crédito de 96); el servicio de regasificación a ENARSA en los proyectos de regasificación de GNL de Bahía Blanca y Escobar y la compra de Gas Natural a ENARSA el cual es importado por esta última empresa desde la República de Bolivia (las operaciones por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2012 ascendieron a 1.371 y 895 respectivamente, mientras que el saldo neto a dicha fecha era un crédito de 356); la provisión de combustible aeronáutico para Aerolíneas Argentinas S.A. (las operaciones por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2012 ascendieron a 777 mientras que el saldo a dicha fecha era un crédito de 61); y la provisión de gas licuado de petróleo a YPF Gas (las operaciones por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2012 ascendieron a 900, mientras que el saldo a dicha fecha era un crédito de 40). Dichas operaciones tienen generalmente como base acuerdos a mediano plazo, y se perfeccionan en función de las condiciones generales y regulatorias, según corresponda, del mercado. Adicionalmente, la Sociedad ha realizado ciertas operaciones de financiación con entidades relacionadas con el sector público nacional, tal como se las define en la NIC 24, cuyas principales operaciones se describen en la Nota 2.i) a los presentes estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

A continuación se detallan las compensaciones correspondientes al personal clave de la Administración de YPF, el cual comprende a los miembros del Directorio y a los Directores de primera línea, siendo estos últimos aquellos que cumplen funciones ejecutivas y que son nombrados por el Directorio, todo ello para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011:

	<u>2012 ⁽¹⁾</u>	<u>2011 ⁽¹⁾</u>
Beneficios de corto plazo para empleados	86	136
Beneficios posteriores al empleo	2	3
Beneficios de terminación	8	-
Otros beneficios de largo plazo	3	4
	<u>99</u>	<u>143</u>

(1) Incluye la compensación correspondiente al personal clave de la administración de la Sociedad que desempeñó funciones durante los ejercicios indicados.

7. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES

Se expone a continuación la información sobre los planes de pensiones y obligaciones similares de YPF Holdings Inc. La última evaluación actuarial para los planes mencionados fue realizada al 31 de diciembre de 2012.

Planes de beneficios definidos

	<u>Al 31 de diciembre de 2012</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2011</u>	<u>Al 1 de enero de 2011</u>
Valor actual de las obligaciones	136	143	130
Valor de mercado de los activos	-	-	-
Pérdidas actuariales diferidas	-	-	-
Pasivo neto reconocido	<u>136</u>	<u>143</u>	<u>130</u>

Evolución del pasivo por planes de beneficios definidos

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Pasivos al inicio del ejercicio	143	130
Diferencias de conversión	19	13
Costos del servicio	-	-
Costos por intereses	5	6
(Ganancias) pérdidas actuariales	(18)	12
Beneficios pagados, cancelaciones y enmiendas	(13)	(18)
Pasivos al cierre del ejercicio	<u>136</u>	<u>143</u>

Evolución del activo por planes de beneficios definidos

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Valor de mercado de los activos al inicio del ejercicio	-	-
Contribuciones del empleador y empleados	13	18
Beneficios pagados y cancelaciones	(13)	(18)
Valor de mercado de los activos al cierre del ejercicio	<u>-</u>	<u>-</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

Importes reconocidos en el Estado de Resultados

	(Pérdida) Ganancia	
	2012	2011
Costos del servicio	-	-
Costos por intereses	(5)	(6)
Ganancias (pérdidas) por cancelaciones y enmiendas	-	-
Total registrado en el resultado del ejercicio	(5)	(6)

Importes reconocidos en Otros Resultados Integrales

	(Pérdida) Ganancia	
	2012	2011
Ganancias (pérdidas) actuariales netas	18	(12)
Total registrado en Otros Resultados Integrales	18	(12)

Supuestos actuariales utilizados

	2012	2011
Tasa de descuento	2,5 – 3,0%	3,4 - 3,7%
Rendimiento esperado de los activos	N/A	N/A
Aumentos futuros de remuneraciones	N/A	N/A

Las contribuciones esperadas y la estimación de los pagos de beneficios futuros para los planes vigentes son los siguientes:

Contribuciones esperadas del empleador durante 2013	13
Estimación de pagos de beneficios:	
2013	13
2014	13
2015	12
2016	11
2017 – 2075	87

La duración promedio utilizada para la estimación de los pagos de beneficios futuros fue de entre 7,29 y 8,27.

La Sociedad ha efectuado un análisis de sensibilidad respecto de variaciones del 1% en la tasa de descuento y en la tendencia de costos médicos para los mencionados planes, sin tener dichos cambios un efecto significativo en el pasivo reconocido ni en los cargos a resultados del ejercicio.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

8. ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS

Al 31 de diciembre de 2012, los principales contratos en los que la Sociedad es arrendatario corresponden a:

- Alquiler de equipamiento de instalaciones y equipos de producción en yacimientos, y equipamiento para compresión de gas natural, cuyos contratos tienen una duración promedio de 3 años con opción a renovarse por un año adicional y para los cuales las cuotas contingentes se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (pesos por hora/día de utilización);
- Alquiler de buques y barcasas para el transporte de hidrocarburos, cuyos contratos tienen una duración promedio de 5 años y para los cuales las cuotas contingentes se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (pesos por hora/día de utilización);
- Alquiler de terrenos para la instalación y operación de estaciones de servicio, cuyos contratos tienen una duración promedio de aproximadamente 10 años y para los cuales las cuotas contingentes se calculan a partir de una tarifa por unidad de ventas estimadas de combustibles.

Los cargos por los contratos mencionados precedentemente por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 ascendieron a aproximadamente 2.540 y 1.733, respectivamente, correspondiendo 939 y 714 a pagos mínimos y 1.601 y 1.019 a cuotas contingentes y han sido imputados a las líneas de Alquileres de inmuebles y Equipos y contrataciones de obra y otros servicios.

Al 31 de diciembre de 2012, los pagos futuros estimados relacionados con estos contratos son:

	Hasta 1 año	De 1 a 5 años	A partir del 6 año
Pagos futuros estimados	1.284	976	132

9. UTILIDAD NETA POR ACCION

A la fecha de emisión de los presentes estados contables, YPF no ha emitido instrumentos de patrimonio que den lugar a acciones ordinarias potenciales, por lo que el cálculo de la utilidad neta diluida por acción coincide con el cálculo de la utilidad neta básica por acción.

El siguiente cuadro refleja los resultados y el número de acciones que se han utilizado para el cálculo de la utilidad neta básica por acción:

	2012	2011
Utilidad Neta	3.902	4.445
Número medio de acciones ordinarias en circulación	393.312.793	393.312.793
Utilidad Neta básica y diluida por acción (Pesos)	9,92	11,30

La utilidad neta básica y diluida por acción se calcula como indica la Nota 1.c.14.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

10. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 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:

	2012	2011
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	8.565	7.586
Tasa impositiva vigente	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(2.998)	(2.655)
Efecto de la valuación de bienes de uso y activos intangibles en moneda funcional	(2.327)	(881)
Resultados de inversiones en sociedades	40	240
Resultados exentos Ley N° 19.640 (Tierra del Fuego)	25	58
Quebrantos impositivos	(172)	(201)
Diversos ⁽¹⁾	769	298
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	(4.663)	(3.141)

(1) Incluye principalmente el ajuste de la diferencia de cambio calculada para fines fiscales y el efecto en la valuación de los bienes de cambio correspondiente a la amortización de los bienes de uso en la moneda funcional de la Sociedad.

No se han registrado activos por impuestos diferidos por importes de 2.523, 2.030 y 1.688 al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y al 1 de enero de 2011, respectivamente, los cuales corresponden 441, 448 y 382 a diferencias temporarias deducibles no utilizables y 2.082, 1.581 y 1.306 a créditos fiscales por quebrantos acumulados de ciertas subsidiarias del exterior, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo a NIIF. De los quebrantos acumulados no reconocidos al 31 de diciembre de 2012, 2.069 tienen vencimiento entre los años 2018 y 2031, y 13 tienen vencimiento indeterminado.

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y 1 de enero de 2011, es la siguiente:

	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011	1 de enero de 2011
Activos impositivos diferidos			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	1.055	885	886
Quebrantos y otros créditos fiscales	45	45	46
Diversos	54	26	16
Total activo impositivo diferido	1.154	956	948
Pasivos impositivos diferidos			
Bienes de uso	(5.125)	(3.465)	(2.925)
Diversos	(666)	(185)	(71)
Total pasivo impositivo diferido	(5.791)	(3.650)	(2.996)
Total impuesto diferido, neto	(4.637)	(2.694)	(2.048)

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 las causas que generaron imputaciones dentro de los "Otros resultados integrales" no generaron diferencias temporales objeto de impuesto a las ganancias.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

11. PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS CONTRACTUALES

a) Pasivos contingentes

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 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. Assupa denunció en el expediente la interrupción de las negociaciones y la Corte Suprema dió por terminado el plazo de 60 días de suspensión oportunamente ordenado.

Adicionalmente cabe destacar que la Sociedad ha tomado conocimiento, no obstante no haber sido notificada la demanda, de otros dos reclamos judiciales iniciados por ASSUPA contra i) empresas concesionarias de áreas de la cuenca del Golfo San Jorge, y ii) empresas concesionarias de áreas de la cuenca austral. La Sociedad, en caso de ser notificada, estima responder conforme los términos legales y de acuerdo a los argumentos de defensa que correspondieren y aplicables al caso.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

- *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, YPF 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, el cual ha sido presentado a la fecha de emisión 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.
- *Reclamos ambientales en La Plata:* 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 en la Nota 3 en el acápite “Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes”. 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. Ver Nota 3 “*Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes*”.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

- *Otros Reclamos Ambientales en Quilmes:* YPF ha sido notificada de una demanda ambiental realizada por vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, en el que reclaman aproximadamente 225 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, YPF no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible vinculado al reclamo antes descripto.
- *Reclamos relacionados al mercado de gas:*

Adicionalmente a lo mencionado en el apartado “*Mercado de gas natural*” en la Nota 3 y en relación a la existencia de clientes con compromisos firmes para entrega de volúmenes de gas natural a los cuales, como consecuencia de la Administración de las Exportaciones, YPF 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, YPF 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 mencionado en la Nota 3. El 8 de abril de 2009, YPF solicitó el rechazo de la demanda y reconvino solicitando la terminación del contrato 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, YPF 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 YPF 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 YPF. 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. El tribunal Arbitral estableció hasta 31 de julio de 2012 como fecha límite para el dictado del laudo. Posteriormente se notificó la ampliación de dicho plazo para el 30 de abril de 2013. Con fecha 19 y 24 de abril de 2012, AESU y Sulgás

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

presentaron nueva evidencia solicitando su admisión en el procedimiento arbitral. YPF y TGM hicieron sus observaciones sobre dicha evidencia el 27 de abril de 2012. Con fecha 1 de mayo de 2012 el Tribunal Arbitral denegó la admisión de dicha evidencia, al tiempo que resolvía que, si durante el juicio el Tribunal consideraba necesaria dicha evidencia, la misma sería admitida.

- *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 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

monto actualizado asciende a 446 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*: YPF 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, Mega reclamó a YPF mediante nota por la falta de entrega de volumen por los períodos 2009, 2010, 2011 y 2012 por la suma total de US\$ 118 millones. Si bien YPF 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 YPF.

- *Demanda Repsol contra YPF y BONY*:

YPF ha sido notificada recientemente de una demanda judicial interpuesta por Repsol el 31 de julio de 2012 ante el Tribunal de Primera Instancia de New York, Estados Unidos de Norteamérica, contra The Bank of New York Mellon ("BONY") y contra YPF. Conforme a lo planteado en la referida demanda, Repsol reclama daños y perjuicios por la supuesta falta de aceptación y negación por parte de BONY de llevar a cabo las instrucciones de voto emitidas por Repsol en relación con, entre otras cosas, la elección de los miembros del Directorio de YPF en la asamblea de la Sociedad del 4 de junio de 2012, violando supuestamente sus obligaciones contractuales. Alega Repsol que además de los ADS a su nombre, tenía derecho de votar por ADS prendados a su favor, lo que no habría podido realizar debido a supuestas fallas de BONY y la supuesta intervención inapropiada de YPF para rechazar las instrucciones de Repsol. No obstante rechazar haber incumplido obligación alguna emergente de la ley o de un contrato en perjuicio de algún accionista, a la fecha de emisión de los estados contables la Sociedad se encuentra analizando en forma pormenorizada los argumentos de la demanda para responder la misma según corresponda. Atento a lo mencionado previamente, como así también a la naturaleza de la demanda y los resultados de las evidencias que se presenten, la Sociedad no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible.

- *Acción de clase (class action)*:

La Sociedad ha tomado conocimiento, no obstante no haber sido notificada a la fecha de emisión de los presentes estados contables, de una potencial acción de clase vinculada a ciertas operaciones de venta de acciones de YPF que realizara Repsol durante el mes de marzo de 2011. El reclamo estaría basado en una supuesta falta de información al mercado, y consecuentemente a los compradores, en la fecha antes mencionada, sobre el potencial riesgo de expropiación de la Sociedad, y en la supuesta afectación del valor de las acciones al momento en que se dictó la Ley de Expropiación y respecto al valor oportunamente pagado. Atento a la falta de notificación, como así también considerando la información disponible y los resultados de las evidencias que pudieren presentarse, la Sociedad no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible.

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 provisión 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 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

b) Compromisos contractuales

- *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 su caso, las pérdidas anticipadas estimadas por contratos en curso, de existir, son imputadas al resultado del ejercicio en que se identifican.

En este orden, 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. Asimismo, y en algún caso, la Sociedad ha acordado la realización de inversiones, y la exportación de gas en forma temporaria para la importación de ciertos productos finales, sujeto a la aprobación de las autoridades gubernamentales competentes. A la fecha de emisión de estos Estados Contables la Sociedad continúa realizando las gestiones tendientes a hacer efectivas las aprobaciones de las autoridades antes indicadas. En la medida que la Sociedad no fuera exitosa en sus gestiones la Sociedad podría ser objeto de reclamos significativos por parte de los clientes involucrados, sin perjuicio de las defensas que podría tener la Sociedad.

- *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 3), 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 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 detraído 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.

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 cargo mencionado. YPF ha recurrido estas resoluciones. El 13 de abril de 2012, una medida cautelar fue concedida en relación con la planta de procesamiento El Portón, suspendiendo los efectos de estas resoluciones con respecto a la mencionada planta.

- *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 hidrocarbúricos 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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.

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, la que fue otorgada ordenando la suspensión temporaria de la mencionada medida.

El 13 de marzo de 2012 YPF fue notificada de la Resolución Nro. 17/2012, dictada por la Secretaría de Comercio Interior del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, mediante la cual se ordenó a YPF S.A., Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. y a Esso Petrolera Argentina S.R.L. que suministren aerokerosene para transporte aeronáutico de cabotaje e internacional a un precio neto de impuestos que no supere el 2,7% respecto del precio neto de impuestos de la nafta súper (no Premium) de la estación de servicio de su bandera más cercana al aeropuerto del que se trate, manteniendo la logística actual de entrega de combustible en sus cantidades normales y habituales. Dicha resolución determinó que la medida sería aplicable a las empresas titulares de aeronaves que ejerzan la actividad aerocomercial de pasajeros o la actividad aerocomercial de pasajeros y carga, y que se encuentren inscriptas en el Registro Nacional de Aeronaves de la República Argentina. Según la aclaración posterior del Secretario de Comercio Interior, las beneficiarias de dicha medida son las empresas Aerolíneas Argentinas, Andes Líneas Aéreas S.A., Austral – Cielos del Sur, LAN Argentina S.A. y Sol S.A. Líneas Aéreas. Asimismo en la mencionada resolución se indica que se estima conveniente poner en práctica un esquema de monitoreo de precios que deberá ser instrumentado y llevado a cabo por la CNDC. YPF recurrió dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. La Cámara Civil y Comercial Federal concedió el recurso de apelación interpuesto por YPF con efecto suspensivo, de manera que los efectos de la Resolución N° 17/2012 se vieron suspendidos hasta tanto se resuelva la cuestión sobre la legalidad o ilegalidad de la misma.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

El 31 de agosto de 2012, YPF fue notificada de la sentencia de la referida Cámara que declaró la nulidad de la Res. SCI N° 17/2012, con fundamento en la falta de competencia de la Secretaría de Comercio Interior para dictar una medida de dicha naturaleza.

Mediante el Decreto N° 1.189/2012 del Poder Ejecutivo Nacional, de fecha 17 de julio de 2012, se dispuso que las jurisdicciones y entidades del Sector Público Nacional comprendidas en el artículo 8°, inciso a), de la Ley N° 24.156 (Administración nacional, conformada por la administración central y los organismos descentralizados, comprendiendo en estos últimos a las instituciones de seguridad social), deberán contratar con YPF Sociedad Anónima la provisión de combustible y lubricantes para la flota de automotores, embarcaciones y aeronaves oficiales, excepto previa autorización de la Jefatura de Gabinete de Ministros.

- *Requerimientos regulatorios establecidos en el Decreto N° 1.277/2012:* Con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto N° 1.277/2012 reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. Entre otros, el decreto mencionado establece: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”) quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda. Asimismo, deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo: a) su plan de inversiones en exploración; b) su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y c) su plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas, el cual será analizado por la Comisión; la Comisión adoptará las medidas de promoción, fomento y coordinación que estime necesarias para el desarrollo de nuevas refinerías en el Territorio Nacional, que permitan garantizar el crecimiento de la capacidad de procesamiento local de acuerdo a las metas y exigencias del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; en materia de precios, y según lo dispone el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecerá los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicará precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable. El incumplimiento de las disposiciones del Decreto y normas complementarias podrá dar lugar a las siguientes sanciones: multa; apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50 de la Ley N° 17.319; nulidad o caducidad de las concesiones o permisos. A su vez, el mencionado Decreto deroga aquellas disposiciones de los Decretos N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89 (los “Decretos de Desregulación”) que establecían, entre otras cuestiones, el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos.
- *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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

- *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. 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. Con fecha 16 de marzo de 2012, YPF recurrió la suspensión temporal mencionada.

- *Repatriación de divisas:* Durante el mes de Octubre de 2011 se publicó y entró en vigencia el Decreto N° 1.722/2011 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 petróleos crudos 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.
- *Acuerdo gas natural:* En diciembre de 2012, YPF y otras compañías productoras de gas de la Argentina acordaron con la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones de Hidrocarburos (la "Comisión") establecer un plan de incentivos para la Inyección Excedente (todo gas inyectado por encima de un nivel base) de gas natural. El 14 de febrero 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 de la Comisión. Dicha resolución crea formalmente el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural". Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas están invitados a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural ("los proyectos") con la Comisión antes del 30 de junio 2013, a fin de recibir un precio de 7,5 USD / MBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos deberán cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución 1/2013, y estará sujeto a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años, prorrogables a petición del beneficiario, por decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llega al aumento de la producción comprometida de su proyecto y que fuera aprobado por la Comisión, tendrán que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto.
- *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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11- MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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, YPF 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 dichas concesiones, YPF 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, Llananelo, Llananelo 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,

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

capacitación, entrenamiento e incentivo del personal, logística y gastos operativos de diversos organismos de la Provincia de Mendoza designados en el Acta Acuerdo.

- *Acuerdo de extensión de concesiones en Santa Cruz:* Con fecha 2 de noviembre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Santa Cruz un acta acuerdo a efectos de extender el plazo original de las Concesiones de Explotación que se identifican más abajo a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento. Asimismo, con fecha 8 de noviembre de 2012 la Honorable Cámara de Diputados de la Provincia de Santa Cruz ratificó por ley dicha Acta Acuerdo, la cual entró en vigencia el 15 de noviembre de 2012 con la publicación de la misma en forma completa en el Boletín Oficial.

El Acta Acuerdo firmada entre YPF y la Provincia de Santa Cruz establece, entre otros, los siguientes puntos:

- Concesiones comprendidas: Cerro Piedra-Cerro Guadal Norte; Cañadón de la Escondida-Las Heras; Cañadón León-Meseta Espinosa; Los Monos; Pico Truncado-El Cordón; Los Perales-Las Mesetas; El Guadal-Lomas del Cuy; Cañadón Vasco; Cañadón Yatel, Magallanes (parte ubicada en Santa Cruz) y Barranca Yankowsky.
- Prorroga de los plazos de las concesiones: Se prorrogan por el término de 25 años los plazos de las concesiones de explotación que vencían originariamente en el año 2017.
- YPF mediante la suscripción del Acta Acuerdo asumió, entre otros, los siguientes compromisos: i) abonar en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo un Canon de Prorroga de US\$ 200 millones; ii) pagar a la Provincia regalías (arts. 59 y 62 de la Ley 17.319) sobre la producción de Hidrocarburos Convencionales equivalente al 12% más un 3% adicional de los Hidrocarburos producidos; iii) pagar a la Provincia regalías (arts. 59 y 62 de la Ley 17.319) sobre la producción de Hidrocarburos No Convencionales equivalente al 10% de los Hidrocarburos producidos; iv) realizar un plan de inversiones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto del Acta Acuerdo; v) realizar inversiones en exploración complementaria vi) realizar dentro del ámbito de la Provincia inversiones en infraestructura social por un monto equivalente al 20% del Canon de Prorroga. Dicho monto se erogará conforme al avance de obras de los proyectos que YPF acuerde con la Provincia y los Municipios; vii) realizar el aporte al Fondo de Fortalecimiento Institucional; viii) llevar adelante en el ámbito de la Provincia el programa de formación técnica y productividad denominado "YPF y los Trabajadores" y el programa "Sustenta" de desarrollo regional de contratistas y proveedores pymes locales; ix) definir y priorizar en forma conjunta un plan de remediación de pasivos ambientales que contemple criterios técnicos razonables y la extensión de las tareas de remediación a la vigencia del plazo de las concesiones.
- *Acuerdo de extensión de concesiones en Salta:* El 23 de octubre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Salta un Acta Acuerdo a efectos de extender el plazo original de las Concesiones de Explotación que se identifican más abajo 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 sesenta días.

El Acta Acuerdo fue aprobada por Resolución No. 35/12 de la Secretaría de Energía de Salta de fecha 26 de octubre de 2012 y Decreto No. 3694/12 de fecha 6 de diciembre de 2012. El Acta Acuerdo firmada entre YPF, Tecpetrol S.A., Petrobras Argentina S.A., Compañía General de Combustibles S.A. y Ledesma S.A.A.I. por una parte y la Provincia de Salta por la otra parte establece, entre otros, los siguientes puntos:

- Concesiones comprendidas: concesiones de explotación de hidrocarburos sobre las áreas Sierras de Aguarañe, Campo Durán-Madrejones, La Bolsa y Río Pescado.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

- Prorroga de los plazos de las concesiones: Se prorrogan por el término de 10 años los plazos de las concesiones de explotación contando dicho plazo a partir de la fecha de vencimiento del período original de 25 años, finalizando en consecuencia dicha prórroga el 14 de noviembre de 2027 inclusive.
- YPF y las empresas asociadas firmantes (Tecpetrol, Petrobrás, CGC y Ledesma) mediante la suscripción del Acta Acuerdo asumieron, entre otros, los siguientes compromisos: (i) la realización en el área Aguara Güe, en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo y durante los primeros 2 años, las siguientes inversiones: un monto mínimo en planes de desarrollo, consistentes en la perforación de pozos de desarrollo (al menos 3) y ampliación de facilidades de producción y tratamiento de hidrocarburos, de US\$ 36 millones, (ii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un aporte especial extraordinario equivalente al 25% del monto dinerario correspondiente a las regalías del 12% previstas en los art. 59 y 62 de la Ley 17.319, (iii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un pago adicional al aporte especial extraordinario, exclusivamente cuando se verifiquen condiciones de renta extraordinaria en la comercialización de la producción de petróleo crudo y gas natural proveniente de las concesiones, en virtud del incremento de precios obtenidos por cada parte, a partir de la suma de US\$ 90/bbl en el caso de la producción de petróleo crudo y de la suma equivalente a 70% del precio del gas de importación, (iv) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes abonarán a la provincia, y en la proporción que le corresponda a cada una, por única vez la suma de US\$ 5 millones en concepto de bono de prórroga, (v) YPF y las empresas asociadas firmantes se comprometen a que se efectúen inversiones por un monto mínimo de US\$ 30 millones en tareas de exploración complementarias que deberán ejecutarse en las concesiones, sujeto a determinadas condiciones y (vi) YPF y las empresas asociadas firmantes se comprometen a invertir US\$ 1 millón en la ejecución de proyectos de infraestructura social en la provincia.
- *Negociación extensión de concesiones en Tierra del Fuego*: La Sociedad ha negociado con el Poder Ejecutivo de la provincia de Tierra del Fuego los términos para extender sus concesiones en dicha provincia. A la fecha de emisión de los presentes estados contables la Comisión de Negociación de la provincia de Tierra del Fuego se encuentra analizando las condiciones negociadas. El acuerdo final será sometido posteriormente a la aprobación final del Poder Ejecutivo provincial y de la consideración de la Legislatura de la provincia de Tierra del Fuego.
- *Ejercicio de derecho de compra preferente de acciones de GASA*.

Con fecha 28 de noviembre de 2012, YPF, mediante su controlada YPF Inversora Energética S.A. (“YPFIESA”), comunicó a BG Inversiones Argentinas S.A. (“BGIA”) su voluntad de ejercer su derecho de compra preferente sobre: (i) 40.793.136 acciones Clase A, de valor nominal \$1 y un voto cada una de titularidad de BGIA en Gas Argentino S.A. (“GASA”), representativas del 100% del capital accionario y votos de BGIA en GASA; (ii) 6.279 acciones de titularidad de BG Argentina S.A. (“BGA”) en Metroenergía S.A., representativas del 2,73% de su capital social (estas acciones de BGIA y de BGA se denominarán en conjunto las “Acciones de BG”); y, (iii) eventualmente, sujeto a otras condiciones adicionales, la adquisición 38.941.720 acciones Clase B de BG Gas International B.V. en Metrogas S.A.

En el caso de perfeccionarse la opción de compra ejercida, YPFIESA sería titular el 100% de las acciones y votos de GASA, sociedad que controla el 70% del capital y votos de Metrogas.

Asimismo, la operación de compraventa y la consecuente transferencia de las Acciones de BGIA a YPFIESA se encuentra sujeta a, entre otras cuestiones, la aprobación por parte de los organismos de contralor pertinentes.

La Sociedad se encuentra comprometida con terceras partes a través de contratos comerciales a comprar bienes y servicios (tales como Gas Licuado de Petróleo, electricidad, gas, petróleo, vapor) que al 31 de diciembre de 2012 ascendían a aproximadamente 9.992. En adición, existen compromisos exploratorios y de inversión y gastos hasta la finalización de algunas de nuestras concesiones que ascienden a 122.460 al 31 de Diciembre de 2012, lo cual incluye los compromisos por extensión de concesiones mencionados en párrafos precedentes.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

12. INFORMACION CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO

Los distintos segmentos en los que se estructura la organización de la Sociedad están basados en las diferentes actividades de las que YPF puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos. La citada estructura organizativa se fundamenta en la forma en la que la máxima autoridad en la toma de decisiones operativas analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento.

En este orden, la Sociedad organiza su estructura de reporte de negocio en cuatro segmentos de negocios teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8: 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 la Sociedad, 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.

Las ventas entre segmentos de negocio se realizaron a precios internos de transferencia establecidos por la Sociedad, que reflejan aproximadamente los precios de mercado doméstico.

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
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012						
Ingresos por ventas	6.134	57.694	2.351	995	-	67.174
Ingresos intersegmentos	27.060	1.910	2.328	1.243	(32.541)	-
Ingresos ordinarios	33.194	59.604	4.679	2.238	(32.541) ⁽¹⁾	67.174
Utilidad (Pérdida) operativa	5.943	3.006	913	(2.493)	534	7.903
Resultado de inversiones en sociedades	(255)	55	314	-	-	114
Depreciación de bienes de uso	6.901	906	136	186	-	8.129
Inversión en bienes de uso	11.842	3.317	906	144	-	16.209
Activos	43.038	25.204	4.639	8.031	(963)	79.949
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011						
Ingresos por ventas	5.054	47.926	1.923	1.308	-	56.211
Ingresos intersegmentos	19.996	1.766	2.188	651	(24.601)	-
Ingresos ordinarios	25.050	49.692	4.111	1.959	(24.601) ⁽¹⁾	56.211
Utilidad (Pérdida) operativa	4.322	4.422	835	(1.760)	(631)	7.188
Resultado de inversiones en sociedades	177	118	390	-	-	685
Depreciación de bienes de uso	5.478	710	95	155	-	6.438
Inversión en bienes de uso	9.768	2.879	935	235	-	13.817
Al 31 de diciembre de 2011						
Activos	34.627	21.394	3.622	2.851	(1.504)	60.990
Al 1 de enero de 2011						
Activos	29.610	14.911	2.607	4.854	(983)	50.999

(1) Corresponde a la eliminación de los ingresos entre segmentos del grupo YPF .

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

A continuación se desglosa la distribución de los ingresos por ventas a terceros por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, como así también los bienes de uso por áreas geográficas al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y 1 de enero de 2011:

	Ingresos ordinarios		Bienes de Uso		
	2012	2011	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011	1 de enero de 2011
Argentina	59.428	48.244	56.779	43.311	34.421
Países del Mercosur y asociados	3.894	3.985	24	21	7
Resto del América	2.812	2.028	168	190	230
Europa	1.040	1.954	-	-	-
Total	67.174	56.211	56.971	43.522	34.658

Al 31 de diciembre de 2012 ningún cliente externo representa ni supera el 10 % de los ingresos por las actividades ordinarias de la Sociedad.

13. HECHOS POSTERIORES

A la fecha de emisión de los presentes estados contables no han existido otros hechos posteriores significativos cuyo efecto sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad al 31 de diciembre del 2012, de corresponder, no hubieren sido considerados en los mismos según las NIIF.

Los presentes estados contables consolidados fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 11 de marzo de 2013 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

GUILHERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS Y CONSORCIOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Al 31 de diciembre de 2012, las principales Uniones Transitorias de Empresas (“UTES”) y consorcios de exploración y producción en los que la Sociedad participa son las siguientes:

Nombre y Ubicación	Participación	Operador
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.
Consorcio CNQ 7/A <i>La Pampa y Mendoza</i>	50,00%	Pluspetrol Energy S.A.
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 Energía S.A.
Ramos <i>Salta</i>	15,00% ⁽¹⁾	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.
Georgetown <i>Guyana</i>	30,00%	Repsol Exploración
Neptuno <i>EEUU</i>	15,00%	BHPB Pet (Deepwater) Inc.

(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 11 - MARZO - 2013

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y COMPARATIVOS ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO INFORMACIÓN REQUERIDA POR EL ARTÍCULO 63 DE LA LEY N° 19.550 (expresados en millones)

Rubro	Clase y monto de la moneda extranjera						Cambio vigente en pesos al 31-12-12	Valor en pesos al 31-12-12	
	01-01-2011		31-12-2011		31-12-2012				
Activo No Corriente									
Otros créditos y anticipos	US\$	300	US\$	88	US\$	80	4,88	(1)	390
	UYU	-	UYU	-	UYU	26	0,25	(1)	7
Total del activo no corriente									397
Activo Corriente									
Créditos por ventas	US\$	549	US\$	519	US\$	176	4,88	(1)	859
	€	1	€	-	€	-	-		-
	UYU	-	UYU	132	UYU	2	0,25	(1)	1
	CLP	-	CLP	-	CLP	5.839	0,01	(1)	58
Otros créditos y anticipos	US\$	411	US\$	200	US\$	113	4,88	(1)	551
	€	2	€	2	€	3	6,44	(1)	19
	UYU	-	UYU	225	UYU	105	0,25	(1)	26
	BOP	-	BOP	16	BOP	6	0,69	(1)	4
Efectivo y equivalentes de efectivo	US\$	483	US\$	166	US\$	98	4,88	(1)	480
	BOP	-	BOP	23	BOP	33	0,69	(1)	23
	CLP	-	CLP	-	CLP	997	0,01	(1)	10
	UYU	-	UYU	-	UYU	50	0,25	(1)	13
Total del activo corriente									2.044
Total del activo									2.441
Pasivo No Corriente									
Provisiones	US\$	1.136	US\$	1.169	US\$	1.233	4,92	(2)	6.066
Remuneraciones y cargas sociales	US\$	3	US\$	3	US\$	3	4,92	(2)	15
Préstamos	US\$	369	US\$	1.038	US\$	1.087	4,92	(2)	5.346
Cuentas por pagar	US\$	23	US\$	14	US\$	5	4,92	(2)	25
Total del pasivo no corriente									11.452
Pasivo Corriente									
Provisiones	US\$	107	US\$	102	US\$	58	4,92	(2)	285
Préstamos	US\$	1.167	US\$	1.312	US\$	736	4,92	(2)	3.620
Cuentas por pagar	US\$	969	US\$	1.372	US\$	1.479	4,92	(2)	7.275
	€	49	€	49	€	48	6,50	(2)	312
	UYU	-	UYU	111	UYU	74	0,26	(2)	19
	BOP	-	BOP	-	BOP	53	0,72	(2)	38
	CLP	-	CLP	-	CLP	4.994	0,01	(2)	50
Remuneraciones y cargas sociales	US\$	-	US\$	-	US\$	1	4,92	(2)	5
	UYU	-	UYU	-	UYU	9	0,26	(2)	2
Total del pasivo corriente									11.606
Total del pasivo									23.058

(1) Tipo de cambio comprador.

(2) Tipo de cambio vendedor.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3GUSTAVO ADOLFO MAZZONI
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

Informe de la Comisión Fiscalizadora

A los señores Accionistas de

Y.P.F. SOCIEDAD ANÓNIMA

1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo N° 294 de la Ley N° 19.550, en las Normas de la Comisión Nacional de Valores y en el Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, hemos efectuado un examen de los estados contables consolidados adjuntos de YPF SOCIEDAD ANÓNIMA (en adelante, mencionada indistintamente como “YPF SOCIEDAD ANÓNIMA” o “la Sociedad”) y sus sociedades controladas (las que se detallan en el Anexo I a dichos estados contables consolidados) que incluyen el balance general consolidado al 31 de diciembre de 2012, los correspondientes estados consolidados de resultados integrales de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha y la información complementaria contenida en notas 1 a 13 y sus anexos I, II y III (la nota 1 describe las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los estados contables consolidados adjuntos). Los saldos y otra información correspondiente al ejercicio 2011, son parte integrante de los estados contables mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados con ellos.
2. El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados contables de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) como normas contables profesionales e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) a su normativa, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por su sigla en inglés). Nuestra responsabilidad consiste en expresar una conclusión basada en el examen que hemos realizado con el alcance detallado en el párrafo 3.
3. Nuestro examen fue realizado de acuerdo con normas de sindicatura vigentes. Dichas normas requieren la aplicación de los procedimientos establecidos en la Resolución Técnica N° 7 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas para auditorías de estados contables e incluyen la verificación de la congruencia de los documentos revisados 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 realizar nuestra tarea profesional, hemos efectuado un examen del trabajo realizado por los auditores externos de la Sociedad, Deloitte & Co. S.A., quienes emitieron su informe de auditoría con fecha 11 de marzo de 2013. 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. No hemos efectuado ningún control de gestión y por lo tanto, no hemos evaluado los criterios empresarios de administración, financiación, comercialización y explotación, dado que son de incumbencia exclusiva del Directorio y de la Asamblea.

4. Tal como se indica en la nota 1.a) a los estados contables consolidados mencionados en el punto 1, éstos han sido preparados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera, siendo éste el primer ejercicio económico en que la Sociedad aplica dichas normas. Los efectos de los cambios originados por la aplicación de esta nueva base contable se presentan en la nota 1.b) a los estados contables consolidados.
5. En nuestra opinión, basados en el trabajo realizado, los estados contables consolidados mencionados en el punto 1 de este informe, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de YPF SOCIEDAD ANONIMA y sus sociedades controladas al 31 de diciembre de 2012, y los resultados integrales de sus operaciones, la evolución de su patrimonio neto y el flujo de su efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.
6. 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 y la información incluida en su Anexo sobre el grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario requerida por la Resolución General N° 606/12 de la CNV, sobre las cuales 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, de los procedimientos descriptos en el artículo N° 294 de la Ley N° 19.550, los 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, en relación con la sociedad controlante.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 11 de marzo de 2013.

Por Comisión Fiscalizadora

Gustavo Adolfo Mazzoni
Síndico Titular
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 – F° 241



YPF Sociedad Anónima

Domicilio: Bv. Macacha Güemes 515 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Ejercicio Económico N° 36 iniciado el 1 de enero de 2012

Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2012

Información confeccionada sobre la base de los Estados Contables Consolidados de YPF S.A. y sus Sociedades Controladas

Contenido

- 1.- Comentarios Generales (*)
- 2.- Síntesis de la Estructura Patrimonial
- 3.- Síntesis de la Estructura de Resultados
- 4.- Síntesis del Estado de Flujos de Efectivo
- 5.- Datos Estadísticos (*)
- 6.- Índices
- 7.- Perspectivas (*)

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

1. Comentarios Generales

El año 2012 culmina con la economía mundial en un escenario económico de bajo crecimiento y sin señales de mejora. Los países avanzados siguen presentando altos niveles de desempleo y posiciones fiscales débiles. En este contexto, los bancos centrales de los Estados Unidos, de la Zona del Euro y Japón implementaron medidas expansivas adicionales de intervención en los mercados aunque a la fecha no han logrado los resultados buscados. Durante 2013, uno de los focos de incertidumbre respecto de la evolución de la economía internacional se centrará en las negociaciones referidas a las cuentas fiscales en los Estados Unidos todo lo cual podría condicionar la trayectoria de la economía mundial.

El rasgo distintivo observado durante la última fase de la crisis mundial está dado en la disminución del ritmo de crecimiento de los países emergentes. Este comportamiento responde tanto a factores externos como internos. Entre los primeros se encuentra la reducción de los volúmenes de comercio por la menor demanda de los países avanzados. Por su parte, la demanda interna de las naciones emergentes, principalmente en China y Brasil, se vio afectada, entre otros, por el impacto de las políticas contractivas que habían adoptado ante la percepción de un potencial “recalentamiento” de sus economías.

El precio del petróleo crudo (cotización Brent) tuvo un comportamiento oscilante durante el año 2012. Pese a las perspectivas de la economía mundial, durante el primer trimestre 2012 manifestó una tendencia creciente, fundamentalmente como consecuencia de problemas de suministros en el este de África y el Mar del Norte, 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\$ 123,41 barril al cierre del primer trimestre (frente a los US\$ 108,09 al cierre de 2011), que representa un crecimiento de aproximadamente 14,17%. No obstante lo mencionado previamente, la profundización de los potenciales efectos de la crisis económica que afecta a las principales economías del mundo afectó las perspectivas de la actividad económica, impactando en consecuencia la cotización del crudo, el cual disminuyó a valores cercanos a US\$ 95 por barril al cierre del segundo trimestre del corriente año. Luego de la disminución previamente mencionada, durante el segundo semestre de 2012 el precio del petróleo volvió a subir, como consecuencia a las crecientes tensiones entre algunos países occidentales e Irán por su programa nuclear, alcanzando los US\$ 110,8 al cierre del año 2012.

En este marco, el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) ha finalmente ajustado a la baja su estimación respecto al crecimiento de la actividad económica mundial para el año 2012 siendo la misma de 3,2%, mientras que la estimación para 2013 es de 3,5%, aunque con fuertes oscilaciones regionales. Según el FMI, la mayoría de las economías avanzadas se enfrentan a dos desafíos, los cuales podrían constituir los pilares de la recuperación. El primero es la necesidad de una consolidación fiscal firme y sostenida. El segundo es que la reforma del sector financiero tiene que seguir reduciendo los riesgos en el mismo. En las economías de mercados emergentes el desafío general consiste en recomponer el margen de maniobra de la política macroeconómica. El ritmo adecuado para recomponerlo tiene que conjugar los riesgos externos a la baja con los riesgos de desequilibrios internos. En algunas economías con abultados superávits externos y bajos niveles de deuda pública, esto implica un ritmo más lento y sostenible de crecimiento del crédito y medidas fiscales que apoyen la demanda interna.

De acuerdo al BCRA (Banco Central de la República Argentina), en el caso de la Argentina, el modelo de crecimiento se apoya fundamentalmente en el impulso del consumo interno y en la inversión, como asimismo en la presencia de un sistema financiero sano que permite reducir las expectativas negativas que podrían derivarse de una nueva crisis financiera que afecte la economía mundial. Durante el año de 2012, los datos de la evolución de la economía argentina mostraron una moderación en el crecimiento, en un contexto de elevada utilización de sus recursos productivos, como lo indican diversos indicadores, tanto el uso de la capacidad instalada como de la mano de obra. Luego de haber experimentado un proceso de crecimiento económico muy por encima del promedio internacional e incluso del que registraron los restantes países de la región, en 2012 el ritmo de expansión disminuyó, en línea con lo evidenciado a nivel global. Mientras que durante los primeros tres meses del año el Producto se expandió 5,2% con respecto al mismo período de 2011, durante el resto del año la variación interanual fue prácticamente nula. Los indicadores adelantados de actividad muestran una moderación del crecimiento para el resto del 2012. Entre los factores que explicaron el menor dinamismo económico se encuentran la reducción de las exportaciones debido, por un lado, a la sequía que afectó la cosecha del ciclo 2011/2012 —sólo parcialmente contrarrestada por la reciente recuperación de los precios— y por el otro, a la disminución de la demanda externa producto de la desaceleración económica global. Particularmente, el menor crecimiento de Brasil ha tenido un efecto relevante en el desempeño de la industria argentina. En contraposición, los datos muestran que, excluyendo los productos manufacturados ligados a las exportaciones, el sector industrial se mantuvo creciendo gracias al mayor consumo de las familias impulsado por la solidez del mercado de trabajo y las políticas de ingresos destinadas a los sectores de menores recursos. Se espera que durante 2013 la actividad en la Argentina se expanda en línea con el desempeño esperado para la región, no obstante crecería a tasas inferiores al promedio observado en el período 2003 - 2011.

En materia de financiamiento al sector privado, las tasas de interés en el mercado local han experimentado recientemente leves subas. Durante el cuarto trimestre 2012, las instituciones bancarias optaron por una política de crédito más activa, los préstamos continuaron creciendo a un ritmo mayor que las fuentes de fondeo de los bancos, por lo que los niveles de liquidez bancaria se redujeron levemente desde niveles que continúan aún siendo muy elevados. El aumento de los préstamos al sector privado ha sido el principal factor de la expansión monetaria durante el año 2012. Se destacan los préstamos correspondientes a la “Línea de Crédito para la Inversión Productiva” y aquellos otorgados en el marco del Programa de Financiamiento Productivo del Bicentenario. De esta manera, continúa el proceso de profundización del crédito registrado en 2011. Por su parte, la Sociedad está enfocada a la optimización de su estructura de financiamiento para su ambicioso plan de inversiones, que apunta a recuperar el autoabastecimiento energético de la Argentina. Durante el año 2012, la Sociedad emitió obligaciones negociables por 6.088,3 millones de pesos y por 681,5 millones de dólares (las cuales fueron suscriptas y serán asimismo pagadas en pesos de acuerdo a los tipos de cambio establecidos en las condiciones de cada serie emitida, y vigentes a cada momento) y más recientemente durante el mes de marzo de 2013, se realizaron nuevas emisiones por 800 millones de pesos y 229,8 millones de dólares, en este último caso, bajo similares condiciones a las mencionadas anteriormente. Los resultados de las colocaciones superaron las expectativas iniciales de la Sociedad, atento al apetito que se manifestara por los distintos inversores a partir de la sobre suscripción recibida. Como resultado de estas emisiones, la Sociedad ha extendido la vida promedio de su deuda e incrementado sustancialmente la proporción de la misma denominada en moneda local.

El tipo de cambio peso/dólar aumentó para llegar a 4,92 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2012, resultando aproximadamente un 14,4% superior a la cotización observada a finales del 2011 (4,30 pesos por dólar). Al 31 de diciembre de 2012 el saldo de reservas internacionales del BCRA ascendía a aproximadamente 43.000 millones de dólares.

De acuerdo a estimaciones preliminares del INDEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos), durante el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2012 la balanza comercial fue superavitaria en 12.691 millones de dólares, representando un aumento del 27% con respecto a igual período del año anterior. El total exportado fue de 81.205 millones de dólares contra 68.514 millones de dólares desembolsados en importaciones. Estos datos representaron una leve baja para las exportaciones y una disminución del 7% para las importaciones, comparándolos con el mismo período del año anterior.

Asimismo, de acuerdo al BCRA, la recaudación tributaria nacional continuó creciendo durante el año 2012. El alza estuvo impulsada por los impuestos ligados a la actividad económica local y al empleo. Para el 2013 se espera que los ingresos fiscales nacionales 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. En consecuencia, el resultado primario consolidado de la administración pública se estima que seguirá siendo positivo para el año 2013

En relación con el mercado energético, con fecha 3 de mayo de 2012, la Ley N° 26.741 (la “Ley de Expropiación”) fue aprobada por el Congreso argentino y el 7 de mayo, se publicó en el Boletín Oficial de la República de Argentina. La Ley de Expropiación ha declarado, entre otros, el logro de la autosuficiencia en el suministro de hidrocarburos, así como en la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, un interés público nacional y una prioridad para la Argentina. Adicionalmente, con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto 1277/2012 Reglamentario de la Ley 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”.

Finalmente, las publicaciones realizadas por diferentes organismos revelan estimaciones de crecimiento en la economía argentina para el año 2013. No obstante lo mencionado previamente, continúa presente el riesgo de que dicha economía pueda 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 podría tener efectos sobre todas las variables macroeconómicas tales como la recaudación fiscal, el desempleo y la balanza comercial, entre otros.

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

AÑO 2012 VS. AÑO 2011

Los ingresos ordinarios correspondientes al año 2012 fueron de \$ 67.174 millones, lo que representa un aumento del 19,5% en comparación con la suma de \$ 56.211 millones correspondiente a 2011. La evolución y comportamiento del mercado interno de hidrocarburos en términos de volumen demuestra una vinculación directa con el comportamiento de las variables macroeconómicas que afectan a la Argentina, principalmente en lo que respecta a nuestros principales productos. Consecuentemente, durante el corriente año la evolución de los principales sectores productivos en la Argentina se ha visto afectada, entre otros, por el impacto de condiciones climáticas adversas sobre la campaña agrícola 2011/2012, reduciendo el nivel de cosechas y por ende los volúmenes demandados de gasoil. En este orden, dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Con respecto a las ventas de gas oil, durante 2012 y comparado con 2011 el monto de ingresos tuvo un efecto neto positivo de aproximadamente \$ 5 mil millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó durante 2012 un incremento de aproximadamente 30% respecto al precio promedio obtenido en 2011. El efecto antes mencionado fue parcialmente compensado con la disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 6,0%. Esto último se manifestó fundamentalmente en nuestro producto Ultradiesel en prácticamente todos los segmentos comerciales, no obstante haber sido compensada la disminución que se produjo en el segmento estaciones de servicio de dicho producto con volúmenes de nuestro nuevo combustible Diesel 500;
- Contrariamente a lo mencionado previamente, durante 2012 se produjo un incremento en los volúmenes despachados de naftas (Premium y especialmente Súper) de aproximadamente 6,3%. Adicionalmente, durante 2012 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 25% respecto al precio promedio obtenido en 2011;
- En términos de fuel oil, los volúmenes comercializados localmente durante 2012 se incrementaron aproximadamente 108% respecto a 2011, los cuales son destinados fundamentalmente a la generación de electricidad. Adicionalmente, el precio promedio del producto antes mencionado se incrementó durante 2012 aproximadamente 24% con relación a 2011;
- Con relación a las ventas de gas natural en el mercado doméstico, el volumen comercializado por la Sociedad durante 2012 prácticamente no tuvo variaciones respecto a 2011, no obstante mostrar una recomposición en el precio promedio obtenido durante 2012 lo cual implicó un incremento de ingresos de aproximadamente \$ 420 millones.

En cuanto al precio internacional de referencia del petróleo crudo, cabe mencionar que el precio del barril de crudo Brent se mantuvo casi sin modificación en su promedio del año 2012 y con respecto al promedio del año anterior.

Adicionalmente, durante el año 2011 el resultado operativo se vio afectado por la reversión del saldo oportunamente reconocido por la Sociedad correspondiente al Programa Petróleo Plus, el cual fuera suspendido a comienzos del año 2012 y con relación a toda presentación pendiente de autorización, por un monto neto de \$ 431 millones. Asimismo, durante 2012 y a partir de la renegociación de ciertas concesiones, la Sociedad registró el efecto total correspondiente a créditos vinculados a desbalances de gas a su favor y con relación a otros socios, todo ello conforme los derechos contractuales pertinentes, todo lo cual representó un efecto neto positivo entre ambos períodos de aproximadamente \$ 194 millones.

El costo de ventas en 2012 fue de \$ 50.267 millones, en comparación con los \$ 41.143 millones en 2011, lo que representa un aumento del 22,2%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

- Aumento en las regalías de crudo, fundamentalmente por la mayor valorización en boca de pozo (como marco de referencia, el precio de compra promedio durante 2012 ascendió a US\$ 72,0 por barril, mientras que en 2011 el mismo fue de US\$ 59,7, todo lo cual tiene asimismo un mayor impacto -mayor variación- si se lo expresa en Pesos, atento a la devaluación promedio de 10,3% ocurrida durante 2012). Adicionalmente, el monto de regalías correspondientes al año 2012 se vio incrementado como consecuencia de los mayores volúmenes de crudo producidos (la producción de crudo se incrementó 2,2% durante 2012), y por el aumento de las alícuotas registrados en aquellas provincias en las cuales se han renovado las concesiones recientemente, como Mendoza a finales de 2011 y Santa Cruz a finales del presente año 2012;
- Incremento en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad. Lo mencionado previamente tiene su origen fundamentalmente en las negociaciones llevadas a cabo por la Sociedad con los proveedores, teniendo en consideración que en algunos casos implicaron la actualización de tarifas vigentes desde 2010, con el consiguiente impacto acumulado durante 2012 en los costos operativos de este año. Adicionalmente, la mayor actividad desarrollada durante 2012, tanto en lo vinculado a los recursos no convencionales como así también a sus yacimientos maduros, ha resultado en un incremento de los costos operativos del corriente año; los resultados potenciales de estos esfuerzos, sujetos al riesgo propio de la industria, no son observables en el corto plazo y, como tal, se espera comenzarán a dar sus frutos en un futuro próximo;
- Incrementos salariales fundamentalmente a partir de las negociaciones y acuerdos con las entidades de representación gremial correspondientes;
- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente \$ 1.691 millones con motivo de la mayor producción de crudo registrada en el presente ejercicio, según lo anteriormente mencionado, así como también debido a las mayores inversiones en activos y a la mayor diferencia de conversión de los mismos teniendo en cuenta su valuación según la moneda funcional de la Sociedad;
- Durante 2012 se compraron a terceros aproximadamente 772 mil metros cúbicos de crudo menos respecto al año anterior, principalmente con motivo de la menor producción propia en el segundo trimestre de 2011, así como también por la menor disponibilidad de crudo neuquino (liviano) en el mercado en el primer trimestre de 2012. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se

incrementó aproximadamente un 34% en 2012 y en comparación con el registrado en el año pasado, 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. El efecto neto de lo mencionado previamente determinó un incremento neto de las compras de crudo de aproximadamente \$ 334 millones;

- Adicionalmente, también se realizaron menores importaciones de gas oil automotor común y de gas oil de bajo contenido de azufre (Eurodiesel), aunque a mayores precios con respecto al año 2011. Cabe destacar también que en 2012 se incrementaron aproximadamente en un 23% los volúmenes comprados de biocombustibles (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes. Asimismo, estas compras fueron efectuadas a precios superiores a los registrados en el año anterior, puntualmente en el caso del bioetanol, atento a las cotizaciones internacionales para dicho producto.

Los gastos de administración correspondientes a 2012 presentan un aumento de \$ 410 millones (22,5%) frente a los registrados durante el año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2012, 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.

Los gastos de comercialización en 2012 ascendieron a \$ 5.662 millones, comparados con \$ 5.438 millones en 2011, lo que representa un incremento del 4,1%, motivada fundamentalmente por los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, efecto que fue parcialmente compensado por las menores retenciones a las exportaciones, como consecuencia de los menores volúmenes exportados de nafta virgen, refinado parafínico liviano y gas licuado durante 2012.

Con relación a Otros Egresos, durante 2012 se vio afectado fundamentalmente por cargos vinculados a nuestra sociedad controlada YPF Holdings, a partir tanto del avance de negociaciones de acuerdos con entidades gubernamentales americanas vinculadas a litigios, todo ello con el objetivo de minimizar los impactos potenciales que dichas situaciones representan, como así también a la actualización de los costos estimados de remediaciones atento a la nueva información disponible y/o avance en las tareas de caracterización de sitios. Asimismo, en cuanto a la actividad propia de YPF S.A., durante el pasado ejercicio 2011 se habían percibido aproximadamente \$ 135 millones como compensación del seguro ante el siniestro ocurrido en la plataforma de la UTE Magallanes en 2010.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en 2012 alcance los \$ 7.903 millones, en comparación con los \$ 7.188 millones correspondientes al año 2011, lo que representa un incremento aproximado del 9,9%.

En términos del resultado de las Inversiones en sociedades, los resultados del año 2012 presentan una variación negativa respecto a 2011 de aproximadamente \$ 571 millones. Dentro de las principales causas de la variación se encuentra el efecto que sobre la actividad operativa

de Mega, Profertil y Refinor ha tenido la imposición del cargo vinculado a las Resoluciones N° 1.982 y 1.991 del ENARGAS. Adicionalmente, la actividad operativa de Mega se vio negativamente afectada durante 2012 por el efecto de las cotizaciones internacionales de los precios de los productos que dicha compañía comercializa en el mercado externo. A la fecha de emisión de los Estados Contables, la Dirección de la Sociedad se encuentra trabajando activamente con el objetivo de encontrar y finalmente consensuar con todas las partes involucradas las alternativas viables que permitan mejorar, en caso de ser exitosas, la operatoria y rendimiento de las inversiones en estas sociedades.

Los resultados financieros correspondientes al año 2012 fueron positivos en \$ 548 millones, en comparación con los \$ 287 millones negativos correspondientes al año 2011. En este orden, los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio y a mayores tasas durante el ejercicio 2012, fue más que compensado con el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva generada por la mayor devaluación observada durante 2012 respecto al año anterior, y atento a la posición monetaria pasiva en pesos de la Sociedad. En este orden, el monto de endeudamiento financiero promedio para 2011 fue de \$ 9.774 millones (no obstante ascender dicho monto al 31 de diciembre de 2011 a \$ 12.198 millones), mientras que el monto de endeudamiento financiero promedio para 2012 fue de \$ 14.651 millones (siendo el saldo al 31 de diciembre de 2012 de \$ 17.104 millones). Asimismo, el monto de efectivo y equivalentes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011 era de \$ 1.112 millones, mientras que al 31 de diciembre de 2012 el mismo ascendió a \$ 4.747 millones.

El cargo por impuesto a las ganancias en el año 2012 alcanzó los \$ 4.663 millones, aproximadamente \$ 1.522 millones superior al cargo correspondiente al año 2011 el cual alcanzó los \$ 3.141 millones. En este orden, del total del cargo correspondiente al impuesto a las ganancias y según se menciona previamente, \$ 2.720 millones y \$ 2.495 millones, respectivamente para los años 2012 y 2011, corresponden al impuesto corriente, mientras que \$ 1.943 millones en 2012 y \$ 646 millones en 2011 tienen su origen en la registración del pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad.

La utilidad neta correspondiente al año 2012 fue de \$ 3.902 millones, en comparación con \$ 4.445 millones para el año 2011, lo que representa una disminución aproximada del 12,2%, producto de los efectos mencionados anteriormente.

Los otros resultados integrales en 2012 ascendieron a \$ 4.241 millones, comparados con \$ 1.852 millones en 2011, lo que representa un incremento del 129,0% motivado fundamentalmente por la mayor diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y la evolución del tipo de cambio.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al año 2012 fue de \$ 8.143 millones, en comparación con \$ 6.297 millones para el año 2011, lo que representa un incremento aproximado del 29,3%.

CUARTO TRIMESTRE 2012 VS. CUARTO TRIMESTRE 2011

La Sociedad

Los ingresos ordinarios correspondientes al cuarto trimestre de 2012 fueron de \$ 18.862 millones, lo que representa un aumento del 26,5% en comparación con la suma de \$ 14.912 millones correspondiente al mismo trimestre de 2011. La evolución y comportamiento del mercado interno de hidrocarburos en términos de volumen demuestra una vinculación directa con el comportamiento de las variables macroeconómicas que afectan a la Argentina, principalmente en lo que respecta a nuestros principales productos. Consecuentemente, durante el cuarto trimestre de 2012 la evolución de los principales sectores productivos en la Argentina se ha visto afectada, entre otros, por el impacto de condiciones climáticas adversas, fundamentalmente sobre la campaña agrícola, lo que ha determinado consecuentemente una disminución en los volúmenes demandados de gasoil. En este orden, dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Con respecto a las ventas de gas oil, durante el cuarto trimestre de 2012 y comparado con el mismo trimestre de 2011 el monto de ingresos tuvo un efecto neto positivo de aproximadamente \$ 1.030 millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó durante el cuarto trimestre de 2012 un incremento de aproximadamente 21% respecto al precio promedio obtenido en el mismo período de 2011. El efecto antes mencionado fue parcialmente compensado con la disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 3,9%. Esto último se manifestó fundamentalmente en nuestro producto Ultradiesel en prácticamente todos los segmentos comerciales, no obstante haber sido compensada la disminución que se produjo en el segmento estaciones de servicio de dicho producto con volúmenes de nuestro nuevo combustible Diesel 500;
- Contrariamente a lo mencionado previamente, durante el cuarto trimestre 2012 se produjo un incremento en los volúmenes despachados de naftas (Premium y especialmente Súper) de aproximadamente 9,5%. Adicionalmente, durante el cuarto trimestre 2012 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 20,5% respecto al precio promedio obtenido en el mismo trimestre del año anterior;
- En términos de fuel oil, los volúmenes comercializados localmente durante el cuarto trimestre de 2012 se incrementaron aproximadamente 326% respecto al mismo trimestre del año 2011, los cuales son destinados fundamentalmente a la generación de electricidad. Adicionalmente, el precio promedio del producto antes mencionado se incrementó durante el cuarto trimestre de 2012 aproximadamente 18% con relación a mismo trimestre de 2011.
- Con relación a las ventas de gas natural en el mercado doméstico, el volumen comercializado por la Sociedad durante el cuarto trimestre de 2012 tuvo una caída de aproximadamente 10% respecto al mismo trimestre de 2011, no obstante mostrar una recomposición en el precio promedio obtenido de aproximadamente 19%. El efecto neto de las variaciones antes mencionadas representó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 99 millones entre ambos períodos.

En cuanto al precio internacional de referencia del petróleo crudo, cabe mencionar que el precio del barril de crudo Brent se mantuvo casi sin modificación en su promedio del cuarto trimestre de 2012 respecto al promedio del cuarto trimestre del año anterior.

Adicionalmente, durante el año 2011 el resultado operativo se vio afectado por la reversión del saldo oportunamente reconocido por la Sociedad correspondiente al Programa Petróleo Plus, el cual fuera suspendido a comienzos del año 2012 y con relación a toda presentación pendiente de autorización, por un monto de \$ 786 millones. Asimismo, durante 2012 y a partir de la renegociación de ciertas concesiones, la Sociedad registró el efecto total correspondiente a créditos vinculados a desbalances de gas a su favor y con relación a otros socios, todo ello conforme los derechos contractuales pertinentes, todo lo cual representó un efecto neto positivo entre ambos períodos de aproximadamente \$ 257 millones.

El costo de ventas en el cuarto trimestre de 2012 fue de \$ 14.138 millones, en comparación con los \$ 11.844 millones en el cuarto trimestre de 2011, lo que representa un aumento del 19,4%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

- Aumento en las regalías de crudo, fundamentalmente por la mayor valorización en boca de pozo (como marco de referencia, el precio de compra promedio durante el cuarto trimestre de 2012 ascendió a US\$ 72,3 por barril, mientras que en 2011 el mismo fue de US\$ 67,2, todo lo cual tiene asimismo un mayor impacto -mayor variación- si se lo expresa en Pesos, atento a la devaluación promedio de 12,9% ocurrida entre ambos períodos). Adicionalmente, el monto de regalías correspondientes al cuarto trimestre del año 2012 se vio incrementado como consecuencia del aumento de las alícuotas registrado en aquellas provincias en las cuales se han renovado las concesiones recientemente, como Santa Cruz a finales del presente año 2012.
- Incremento en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad. Lo mencionado previamente tiene su origen fundamentalmente en las negociaciones llevadas a cabo por la Sociedad con los proveedores, teniendo en consideración que en algunos casos implicaron la actualización de tarifas vigentes desde 2010, con el consiguiente impacto acumulado durante 2012 en los costos operativos de este año y, consecuentemente, en el trimestre bajo análisis.
- Incrementos salariales fundamentalmente a partir de las negociaciones y acuerdos con las entidades de representación gremial correspondientes.
- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente \$ 461 millones debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la mayor diferencia de conversión de los mismos teniendo en cuenta su valuación según la moneda funcional de la Sociedad.
- Durante el cuarto trimestre de 2012 se compraron a terceros aproximadamente 81 mil metros cúbicos de crudo más con respecto al mismo trimestre del año anterior, principalmente para lograr alcanzar un mayor nivel de procesamiento en refinerías, según se comenta más adelante. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 22% en el último trimestre de 2012 y en comparación con el registrado en el mismo período del año

anterior, 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. El efecto neto de lo mencionado previamente determinó un incremento neto de las compras de crudo de aproximadamente \$ 466 millones.

- Adicionalmente, también se realizaron menores importaciones de gas oil de bajo contenido de azufre (Eurodiesel), aunque a mayores precios con respecto al mismo período del año 2011. Cabe destacar también que en el último trimestre de 2012 se incrementaron aproximadamente en un 8,4% los volúmenes comprados de biocombustibles (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes. Asimismo en el caso del bioetanol, estas compras fueron efectuadas a precios superiores a los registrados en el mismo trimestre del año anterior.

Los gastos de administración correspondientes al cuarto trimestre de 2012 presentan un aumento de \$ 172 millones (32,5%) frente a los registrados durante el año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2012, 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.

Los gastos de comercialización en el cuarto trimestre de 2012 ascendieron a \$ 1.640 millones, comparados con \$ 1.397 millones en el mismo período de 2011, lo que representa un incremento del 17,4%, motivada fundamentalmente por los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por las mayores retenciones a las exportaciones, como consecuencia de los mayores volúmenes exportados de petroquímicos, nafta virgen y gas licuado durante el último trimestre de 2012 y en comparación con similar período de 2011.

Los Otros Egresos netos correspondientes al cuarto trimestre de 2012 fueron negativos en \$ 418 millones, en comparación con los \$ 66 millones positivos correspondientes al cuarto trimestre de 2011. Durante el cuarto trimestre de 2012 este ítem se vio afectado fundamentalmente por cargos vinculados a nuestra sociedad controlada YPF Holdings, a partir tanto del avance de negociaciones de acuerdos con entidades gubernamentales americanas vinculadas a litigios, todo ello con el objetivo de minimizar los impactos potenciales que dichas situaciones representan, como así también a la actualización de los costos estimados de remediaciones atento a la nueva información disponible y/o avance en las tareas de caracterización de sitios, totalizando un efecto negativo incremental de aproximadamente \$ 332 millones con respecto al último trimestre del año anterior. Asimismo, en cuanto a la actividad propia de YPF S.A., durante el último trimestre del pasado ejercicio 2011 se habían percibido aproximadamente \$ 84 millones como compensación del seguro ante el siniestro ocurrido en la plataforma de la UTE Magallanes en 2010.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en el cuarto trimestre de 2012 alcance los \$ 1.846 millones, en comparación con los \$ 1.017 millones correspondientes al cuarto trimestre del año 2011, lo que representa un incremento aproximado del 81,5%.

En términos del resultado de las Inversiones en sociedades, los resultados del año 2012 presentan una variación negativa respecto a 2011 de aproximadamente \$ 185 millones. Dentro de las principales causas de la variación se encuentra el efecto que sobre la actividad operativa de Mega, Profertil y Refinor ha tenido la imposición del cargo vinculado a las Resoluciones N° 1.982 y 1.991 del ENARGAS. Adicionalmente, la actividad operativa de Mega se vio negativamente afectada durante el presente período por el efecto de las cotizaciones internacionales de los precios de los productos que dicha compañía comercializa en el mercado externo. Tal como se menciona precedentemente, a la fecha de emisión de los Estados Contables, la Dirección de la Sociedad se encuentra trabajando activamente con el objetivo de encontrar y finalmente consensuar con todas las partes involucradas las alternativas viables que permitan mejorar, en caso de ser exitosas, la operatoria y rendimiento de las inversiones en estas sociedades.

Los resultados financieros correspondientes al cuarto trimestre del año 2012 fueron positivos en \$ 609 millones, en comparación con los \$ 159 millones negativos correspondientes al año 2011. En este orden, los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio durante el presente período de 2012, fue más que compensado con el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva generada por la mayor devaluación observada durante el último trimestre de 2012 respecto al mismo período del año anterior, y atento a la posición monetaria pasiva en pesos de la Sociedad. En este orden, el monto de endeudamiento financiero promedio para el cuarto trimestre de 2011 fue de \$ 11.041 millones (no obstante ascender dicho monto al 31 de diciembre de 2011 a \$ 12.198 millones), mientras que el monto de endeudamiento financiero promedio para el cuarto trimestre de 2012 fue de \$ 14.594 millones (siendo el saldo al 31 de diciembre de 2012 de \$ 17.104 millones). Asimismo, el monto de efectivo y equivalentes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011 era de \$ 1.112 millones, mientras que al 31 de diciembre de 2012 el mismo ascendió a \$ 4.747 millones.

El cargo por impuesto a las ganancias en el cuarto trimestre del año 2012 alcanzó los \$ 1.452 millones, aproximadamente \$ 928 millones superior al cargo correspondiente al cuarto trimestre del año 2011 el cual alcanzó los \$ 524 millones. En este orden, del total del cargo correspondiente al impuesto a las ganancias y según se menciona previamente, \$ 474 millones y \$ 341 millones, respectivamente para el cuarto trimestre de los años 2012 y 2011, corresponden al impuesto corriente, mientras que \$ 978 millones en el último trimestre de 2012 y \$ 183 millones en igual trimestre de 2011 tienen su origen en la registración del pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad.

La utilidad neta correspondiente al cuarto trimestre del año 2012 fue de \$ 1.019 millones, en comparación con \$ 535 millones para el cuarto trimestre del año 2011, lo que representa un incremento aproximado del 90,6%, producto de los efectos mencionados anteriormente.

Los otros resultados integrales en el último trimestre de 2012 ascendieron a \$ 1.345 millones, comparados con \$ 621 millones en igual período de 2011, lo que representa un incremento del 116,5% motivado fundamentalmente por la mayor diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y la evolución del tipo de cambio.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al cuarto trimestre del año 2012 fue de \$ 2.364 millones, en comparación con \$ 1.156 millones para el cuarto trimestre del año 2011, lo que representa un incremento aproximado del 104,6%.

1.1. Exploración y Producción

La producción total de crudo en el cuarto trimestre de 2012 fue un 4,9% inferior a la producción registrada en el mismo trimestre de 2011. A su vez, el volumen transferido entre segmentos fue un 8,2% inferior durante el cuarto trimestre de 2012, comparado contra el mismo período de 2011, teniendo en cuenta además la variación neta de los stocks de crudo en esta unidad de negocios durante ambos períodos.

Si bien la cotización del crudo de referencia, el Brent, se mantuvo prácticamente estable en el cuarto trimestre de 2012 en comparación con el mismo período de 2011, sólo presentando un muy leve incremento del 0,6%, como consecuencia de las negociaciones entre productores y refinadores en el mercado nacional el precio intersegmento medido en dólares correspondiente al cuarto trimestre de 2012 se incrementó un 5,0% (aproximadamente 19% medido en pesos) con relación al mismo período del año anterior.

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, destinando la totalidad de su producción al mercado interno. En cuanto a volúmenes, en el presente trimestre se registró un incremento en los despachos a distribuidoras del segmento residencial, el cual se vio compensado con una disminución en los volúmenes destinados a usinas. En materia de precios, se observa una parcial recomposición de los mismos fundamentalmente en los segmentos de GNC, industrias y usinas en el mercado argentino, lo cual implicó un incremento de ingresos de aproximadamente \$ 249 millones. Por otra parte, en las ventas a nuestra compañía participada Mega, cuyo contrato se rige por la cotización de parámetros internacionales, el precio promedio de venta medido en dólares acompañó la evolución de los mismos y disminuyó levemente.

Adicionalmente, durante el cuarto trimestre del año 2011 el resultado operativo se vio afectado por la reversión del saldo oportunamente reconocido por la Sociedad correspondiente al Programa Petróleo Plus, el cual fuera suspendido a comienzos del año 2012 y con relación a toda presentación pendiente de autorización, por un monto neto de \$ 786 millones.

Asimismo, durante el cuarto trimestre de 2012 y a partir de la renegociación de ciertas concesiones que tuvieron lugar en dicho período, la Sociedad registró el efecto total correspondiente a créditos vinculados a desbalances de gas a su favor y con relación a otros socios, todo ello conforme los derechos contractuales pertinentes, todo lo cual representó un efecto neto entre ambos períodos de aproximadamente \$ 257 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 2012 un 26,6% con relación al mismo período del año anterior.

En términos de gastos se presentan en el último trimestre de 2012 y con relación al mismo período de 2011, entre otros, lo siguiente:

- Aumento en las regalías de crudo de aproximadamente \$ 129 millones, fundamentalmente por la mayor valorización en boca de pozo (como marco de referencia, y según se menciona precedentemente, el precio promedio intersegmento se incrementó aproximadamente 19% en pesos entre ambos períodos);
- Incrementos en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad. Lo mencionado previamente tiene su origen fundamentalmente en las negociaciones llevadas a cabo por la Sociedad con los

proveedores, teniendo en consideración que en algunos casos implicaron la actualización de tarifas vigentes desde 2010, con el consiguiente impacto acumulado durante 2012 en los costos operativos de este año y, consecuentemente, en el trimestre bajo análisis;

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente \$ 355 millones, lo cual es motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior, como así también debido a la mayor diferencia de conversión de los mismos teniendo en cuenta su valuación según la moneda funcional de la Sociedad;
- Incremento en gastos vinculados a remediaciones ambientales en el país por aproximadamente \$ 159 millones y con relación al mismo período del año anterior.

Los gastos de exploración tuvieron una disminución en el presente trimestre, debido a los cargos registrados en el cuarto trimestre del año 2011, correspondientes al abandono definitivo del pozo improductivo Coronado correspondiente a nuestra participación en el bloque off-shore Walker Ridge 143, Golfo de México, manteniéndose asimismo la actividad exploratoria que venía desarrollándose en nuestro país.

Lo antes mencionado determinó un resultado operativo aportado por el segmento Exploración y Producción de \$ 1.197 millones para el cuarto trimestre de 2012 frente a la utilidad de \$ 740 millones correspondiente al cuarto trimestre del año 2011.

1.2. Refino y Marketing

En el cuarto trimestre de 2012, el segmento de Refino y Marketing registró una ganancia operativa de \$ 805 millones en comparación con la ganancia de \$ 1.227 millones registrada en igual período del año anterior. Entre los diferentes aspectos, favorables y desfavorables, que afectaron los resultados, se destacan los siguientes:

- Incremento en los ingresos por ventas de gas oil, durante 2012 y comparado con 2011, por un monto neto positivo de aproximadamente \$ 1.030 millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó durante el cuarto trimestre de 2012 un incremento de aproximadamente 21% respecto al precio promedio obtenido en 2011. El efecto antes mencionado fue parcialmente compensado con la disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 3,9%. Esto último se manifestó fundamentalmente en nuestro producto Ultradiesel en prácticamente todos los segmentos comerciales, no obstante haber sido compensada la disminución que se produjo en el segmento estaciones de servicio de dicho producto con volúmenes de nuestro nuevo combustible Diesel 500;
- Incremento neto de las ventas de naftas, durante el cuarto trimestre de 2012, de aproximadamente \$ 864 millones. Dentro de este contexto se produjo un incremento en los volúmenes despachados (Premium y especialmente Súper) de aproximadamente 9,5%. Adicionalmente, durante el cuarto trimestre de 2012 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 20,5% respecto al precio promedio obtenido en el mismo período en 2011;
- 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 promedio de compra de crudo al segmento de Exploración y Producción, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 19% en el cuarto trimestre de 2012 respecto a igual período de 2011 y el precio de compra a otros productores de crudo se incrementó aproximadamente un 22% en igual comparación. Cabe mencionar también, que los volúmenes de compras de crudo a otros productores aumentaron aproximadamente un 11% (en torno a los 80 mil m³) en el presente trimestre y en comparación con el mismo período de 2011, principalmente para lograr alcanzar un mayor nivel de procesamiento en refinerías, según se comenta más adelante;

- Menores volúmenes importados de gas oil de bajo azufre destinado a la elaboración de nuestros gas oil Premium (Eurodiesel y Diesel 500), aunque a mayores precios promedio de compra, teniendo un efecto neto de disminución en los importes netos de aproximadamente \$ 215 millones. También disminuyeron los volúmenes de gas oil y combustible de aviación comprados en el mercado local, respecto al cuarto trimestre de 2011, en aproximadamente \$ 75 millones;
- Se incrementaron aproximadamente un 8,4% los volúmenes comprados de biocombustibles (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes (ley N° 26.093). Asimismo en el caso del bioetanol, estas compras fueron efectuadas a precios superiores a los registrados en el mismo trimestre del año anterior;
- En relación a los costos de producción, se observa durante el cuarto trimestre de 2012 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 y los incrementos salariales, todo lo cual fuera anteriormente comentado. Como consecuencia de todo esto, y considerando asimismo un superior nivel de procesamiento en refinerías según se menciona en el párrafo siguiente, el costo de refinación se incrementó en el cuarto trimestre de 2012 en aproximadamente un 14,9% en comparación con el mismo trimestre del año 2011, siendo el actual de aproximadamente \$ 27,8 por barril, y siendo aproximadamente un 3,2% superior al registrado en el tercer trimestre de 2012.

Durante el cuarto trimestre de 2012 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue de 293 mil barriles diarios de petróleo, situándose en aproximadamente un 10% por encima del nivel observado en el cuarto trimestre de 2011. Merece destacarse también que el nivel de procesamiento de nuestras refinerías se incrementó aproximadamente un 9,4% en el segundo semestre de 2012 respecto al registrado en el primer semestre del corriente año.

1.3. Química

Los resultados operativos del cuarto trimestre de 2012 ascendieron a \$ 351 millones, \$ 100 millones superiores a los del cuarto trimestre de 2011 fundamentalmente con motivo de los mayores volúmenes y mejores precios obtenidos por la venta intersegmento de bases octánicas a la unidad de negocios de Refino, como así también por los mejores márgenes obtenidos por los mayores volúmenes exportados de metanol, alcoholes y solventes.



1.4. Administración Central y Otros

En el cuarto trimestre de 2012 la pérdida operativa del segmento Administración Central y Otros ascendió a \$ 774 millones, \$ 270 millones superior a la del cuarto trimestre de 2011. Se presentaron mayores costos, producto fundamentalmente de los incrementos en salarios y cargos asociados a licencias informáticas y otros servicios contratados. Asimismo, en cuanto a los resultados operativos obtenidos por nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A., en comparación con el mismo trimestre del año 2011, cabe mencionar que los mismos fueron inferiores en \$ 26 millones fundamentalmente como consecuencia del reconocimiento de menores márgenes en el desarrollo de obras de largo plazo cuyo impacto acumulado tiene efecto en los resultados del corriente período. En adición a lo mencionado previamente, los resultados del segmento se ven afectados negativamente por la registración de los cargos vinculados a nuestra sociedad controlada YPF Holdings (efecto negativo incremental de aproximadamente \$ 332 millones en el cuarto trimestre de 2012), a partir tanto del avance de negociaciones de acuerdos con entidades gubernamentales americanas vinculadas a litigios, todo ello con el objetivo de minimizar los impactos potenciales que dichas situaciones representan, como así también a la actualización de los costos estimados de remediaciones atento a la nueva información disponible y/o avance en las tareas de caracterización de sitios.



2. Síntesis de la Estructura Patrimonial (1)

Balances Generales Consolidados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
Activo		
Activo No Corriente	61.601	47.769
Activo Corriente	18.348	13.221
Total del Activo	<u>79.949</u>	<u>60.990</u>
Patrimonio Neto	<u>31.260</u>	<u>23.420</u>
Pasivo		
Pasivo No Corriente	27.759	16.599
Pasivo Corriente	20.930	20.971
Total del Pasivo	<u>48.689</u>	<u>37.570</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>79.949</u>	<u>60.990</u>

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 114 del Capítulo XXXI - Disposiciones Transitorias - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), en su texto modificado por la Resolución 592/2011 de dicho organismo, en la Reseña informativa que acompañe a los estados financieros anuales y trimestrales correspondientes al ejercicio que se inicie a partir del 1° de enero de 2012, se presentarán los saldos y resultados del ejercicio/período comparativos con los del ejercicio/período anterior, ambos preparados bajo NIIF, de manera consistente con lo requerido en el párrafo 16 (c) de la Resolución Técnica N° 26 (modificada por la Resolución Técnica N° 29), no presentándose cifras comparativas adicionales a las indicadas. Para la determinación del impacto cuantitativo del cambio a NIIF en patrimonio neto y resultados, ver Nota 1.b) a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2012.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73



3. Síntesis de la Estructura de Resultados (1)

Estados de Resultados Consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
Ingresos Ordinarios	67.174	56.211
Costo de Ventas	<u>(50.267)</u>	<u>(41.143)</u>
Utilidad Bruta	<u>16.907</u>	<u>15.068</u>
Gastos de Comercialización	(5.662)	(5.438)
Gastos de Administración	(2.232)	(1.822)
Gastos de Exploración	(582)	(574)
Otros egresos, netos	<u>(528)</u>	<u>(46)</u>
Utilidad Operativa	<u>7.903</u>	<u>7.188</u>
Resultado de las inversiones en sociedades	114	685
Resultados Financieros	548	(287)
Utilidad Neta antes de Impuesto a las Ganancias	<u>8.565</u>	<u>7.586</u>
Impuesto a las Ganancias	(2.720)	(2.495)
Impuesto Diferido	<u>(1.943)</u>	<u>(646)</u>
Utilidad Neta del Ejercicio	<u>3.902</u>	<u>4.445</u>
Otros resultados integrales consolidados	<u>4.241</u>	<u>1.852</u>
Resultado integral consolidado total del ejercicio	<u>8.143</u>	<u>6.297</u>

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 114 del Capítulo XXXI - Disposiciones Transitorias - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), en su texto modificado por la Resolución 592/2011 de dicho organismo, en la Reseña informativa que acompañe a los estados financieros anuales y trimestrales correspondientes al ejercicio que se inicie a partir del 1° de enero de 2012, se presentarán los saldos y resultados del ejercicio/período comparativos con los del ejercicio/período anterior, ambos preparados bajo NIIF, de manera consistente con lo requerido en el párrafo 16 (c) de la Resolución Técnica N° 26 (modificada por la Resolución Técnica N° 29), no presentándose cifras comparativas adicionales a las indicadas. Para la determinación del impacto cuantitativo del cambio a NIIF en patrimonio neto y resultados, ver Nota 1.b) a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2012.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

4. Síntesis de la Estructura de Flujos de Efectivo (1)

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
Flujos de Efectivo de las Actividades Operativas	17.301	12.686
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(16.403)	(12.158)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	2.654	(1.844)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	83	102
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	3.635	(1.214)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	1.112	2.326
Efectivo y equivalentes al cierre del período	4.747	1.112
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	3.635	(1.214)

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 114 del Capítulo XXXI - Disposiciones Transitorias - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), en su texto modificado por la Resolución 592/2011 de dicho organismo, en la Reseña informativa que acompañe a los estados financieros anuales y trimestrales correspondientes al ejercicio que se inicie a partir del 1° de enero de 2012, se presentarán los saldos y resultados del ejercicio/período comparativos con los del ejercicio/período anterior, ambos preparados bajo NIIF, de manera consistente con lo requerido en el párrafo 16 (c) de la Resolución Técnica N° 26 (modificada por la Resolución Técnica N° 29), no presentándose cifras comparativas adicionales a las indicadas. Para la determinación del impacto cuantitativo del cambio a NIIF en patrimonio neto y resultados, ver Nota 1.b) a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2012.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73



5. Datos Estadísticos

	Unidad	Ene/ Dic 2012	Ene/ Dic 2011	Ene/ Dic 2010	Ene/ Dic 2009	Ene/ Dic 2008
Producción de Crudo (incluye GNL)	mbd	275	273	293	302	313
Producción neta de gas natural	Mpcd	1.179	1.208	1.346	1.460	1.658
Entregas de crudo a terceros	mbd	6	7	8	9	15
Entregas de gas natural	Mpcd	1.182	1.189	1.260	1.447	1.589
Crudo procesado	bd	288.189	284.459	297.717	303.265	320.611
SUBPRODUCTOS VENDIDOS						
Motonaftas	bd	70.938	66.918	60.875	63.506	60.150
Gas Oil	bd	139.211	148.682	140.272	135.257	148.807
JP1 y Kerosén	bd	16.662	16.580	17.015	16.456	16.134
Fuel Oil	bd	22.831	15.077	24.068	24.313	37.415
GLP	bd	17.906	20.168	20.838	22.392	22.386
Otros (1)	bd	74.432	78.835	72.676	60.797	63.980
TOTAL	bd	341.980	346.260	335.744	322.721	348.872
CRUDO VENDIDO						
En el mercado local	mbd	5	6	6	7	8
En el exterior	mbd	1	1	2	2	7
SUBPRODUCTOS VENDIDOS						
En el mercado local	mbd	306	304	285	268	275
En el exterior	mbd	36	42	51	55	74
TOTAL CRUDO Y SUBPRODUCTOS VENDIDOS	mbd	348	353	344	332	364

(1) Incluye principalmente: carbón de petróleo, petroquímicos, nafta virgen, propileno, lubricantes y derivados.

6. Índices (1)

	31/12/2012	31/12/2011
Liquidez corriente (Activo Corriente sobre Pasivo Corriente)	0,877	0,630
Solvencia (Patrimonio Neto sobre Pasivo Total)	0,642	0,623
Inmovilizado del Capital (Activo no Corriente sobre Activo Total)	0,771	0,783
Rentabilidad (Utilidad Neta sobre Patrimonio neto promedio)	0,143	0,193

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 114 del Capítulo XXXI - Disposiciones Transitorias - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), en su texto modificado por la Resolución 592/2011 de dicho organismo, en la Reseña informativa que acompañe a los estados financieros anuales y trimestrales correspondientes al ejercicio que se inicie a partir del 1° de enero de 2012, se presentarán los saldos y resultados del ejercicio/periodo comparativos con los del ejercicio/periodo anterior, ambos preparados bajo NIIF, de manera consistente con lo requerido en el párrafo 16 (c) de la Resolución Técnica N° 26 (modificada por la Resolución Técnica N° 29), no presentándose cifras comparativas adicionales a las indicadas. Para la determinación del impacto cuantitativo del cambio a NIIF en patrimonio neto y resultados, ver Nota 1.b) a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2012.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 11 - MARZO - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

7. Perspectivas

Los principales organismos de análisis macroeconómicos internacionales continúan siendo cautos 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 se estiman necesarias adoptar en aquellos países seriamente afectados por la crisis económico-financiera, fundamentalmente en la zona del euro.

Luego de implementadas las disposiciones de la Ley de Expropiación, y considerando específicamente los ambiciosos objetivos de la misma, la Compañía se enfrenta a un fuerte desafío en su gestión operativa, re focalizando la misma no sólo en el corto plazo, sino fundamentalmente en el mediano y largo plazo. En este orden, el logro de los objetivos declarados por la mencionada ley, dentro de los que se encuentra el incremento de la producción y el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, dará lugar a la sustentabilidad de la Sociedad, todo ello basado en un perfil de inversión y crecimiento constante que aseguren de esta forma valor futuro para el conjunto de sus accionistas y atento a los intereses de cada uno de ellos.

Dentro de este contexto, el 30 de Agosto de 2012, la Sociedad ha aprobado y anunciado el Plan Estratégico 2013-2017 que constituirá las bases para el desarrollo de la misma en los próximos años. Dicho plan tiene como base reafirmar el compromiso de crear un nuevo modelo de compañía en la Argentina que alinea los objetivos de YPF con los del país, donde YPF se constituya en el líder de la industria que apunte a revertir el desbalance energético nacional y a lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos en el largo plazo.

El Plan Estratégico 2013-2017 implica el establecimiento de importantes objetivos para los próximos años, los cuales se centran en (i) el desarrollo de recursos no convencionales, representando esto último una oportunidad única en nuestro país a partir de la existencia de volúmenes estimados de recursos no convencionales que son objeto de consideraciones en los más prestigiosos informes de recursos energéticos en el mundo (y sobre los cuales la Compañía tiene una participación significativa en términos de dominio minero), (ii) el relanzamiento y profundización de la actividad exploratoria convencional y no convencional, en cuencas existentes y nuevas, (iii) el incremento en la inversión y gasto operativo para áreas actualmente en producción pero con potencial de rendimiento superior y eficiencia (a partir de la inversión en mejoras operativas y la mayor utilización e incorporación de equipos de perforación e intervención de pozos), (iv) la vuelta al desarrollo activo del gas natural para acompañar al del petróleo, y (v) el incremento en la producción de productos refinados a partir de la ampliación de la capacidad de refinación lo que implicará mejoras en la utilización de la capacidad instalada, aumento de capacidad, upgrade y conversión de nuestras refinerías.

Tal como se menciona previamente, dentro de nuestros principales focos de actuación se encuentra la profundización de los trabajos en materia de exploración de recursos no convencionales. Los trabajos iniciales en este ámbito tienen como objetivo primario comprobar la productividad de la roca madre Vaca Muerta como reservorio no convencional de hidrocarburos líquidos en las provincias de Neuquén y Mendoza, usando tecnología de punta como microsísmica y estimulación hidráulica masiva. Asimismo, recientemente durante el mes de febrero 2013 hemos lanzado la exploración no convencional en la provincia de Chubut en la Formación D-129, dentro del Golfo San Jorge, en Comodoro Rivadavia. De esta forma, buscamos ampliar las fronteras de los recursos no convencionales más allá de Vaca Muerta.

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 2013. Con el objetivo mencionado precedentemente, hemos comenzado a mantener reuniones con diferentes empresas importantes del mercado petrolero, a efectos de trabajar en buscar formas asociativas e incrementar las inversiones para poder desarrollar dichos recursos, dentro de las que se encuentran Chevron Argentina S.R.L. y Bidas International S.A. En la medida que las partes arriben a un acuerdo, la Sociedad otorgaría derechos de participación sobre ciertas áreas exploratorias no convencionales, todo ello a cambio del compromiso de inversión en las mismas. A la fecha de emisión de estos Estados Contables las partes aún no han firmado un acuerdo final vinculado a las áreas y compromisos antes mencionados.

Por otra parte, la Sociedad continúa con El Plan Exploratorio Argentina que consistió en revisar de manera integral todas las cuencas sedimentarias y el estudio del potencial de recursos de petróleo y gas del país, lo que permitió trazar un mapa de oportunidades para la búsqueda de hidrocarburos en distintas provincias. Para la revisión técnica de cada cuenca, la compañía conformó un equipo multidisciplinario (cuyo trabajo insumió más de 32.000 horas) y se establecieron convenios con más de 20 universidades e institutos tecnológicos de todo el país, organismos públicos provinciales y nacionales, la Secretaría de Energía de la Nación y el IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas). Este programa revela un nuevo mapa de oportunidades para ampliar las fronteras hidrocarburíferas en nuestro país que abarca acciones concretas en provincias que eran consideradas “no petroleras”, dentro de lo que se encuentra la perforación de 25 pozos de estudio (considerados exploración de frontera), con objetivos convencionales y no convencionales y la realización de estudios de sísmica.

En relación con el mercado de gas natural, con la finalidad de promover la inversión e incrementar la producción, la Sociedad firmó un Acta Acuerdo con la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas a los fines de establecer un esquema de estímulo a la Inyección Excedente de gas natural. En dicho acuerdo se precisa que la Inyección Excedente (todo gas inyectado por YPF por encima de la Inyección Base, y según se define en la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas) recibirá un Precio Excedente de 7,5 USD/MBTU (el “Precio Excedente”). A su vez, está establecido en el Acuerdo que el Estado Nacional, mensualmente abonará por toda la Inyección Excedente la diferencia que exista entre el Precio Excedente y el precio que YPF efectivamente perciba de sus clientes. A partir del cumplimiento de ciertas condiciones contempladas en el mencionado acuerdo, el mismo entrará en vigencia por 5 años, durante los cuales YPF se compromete con una inyección total creciente de acuerdo a un esquema allí establecido. Con fecha 14 de febrero se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 por el cual se crea el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”, el cual finalmente fija las pautas jurídicas que regirán la implementación del acuerdo antes mencionado para las empresas del sector, según corresponda.

Por otra parte, durante el trimestre cerrado el 31 de diciembre de 2012, la Sociedad, mediante su controlada YPF Inversora Energética S.A., ejerció su derecho, conforme lo establecen los acuerdos contractuales, para adquirir la mayoría accionaria de Metrogas, todo ello a través del uso de la opción para adquirir el 54,67% de las acciones de Gas Argentino (GASA) de la empresa British Gas (BG). Esta decisión tiene como objetivo hacer de Metrogas una empresa más eficiente y rentable, asumiendo por primera vez la gestión de una de las compañías de distribución de gas más atractivas de América Latina que cuenta actualmente con más de 2



millones de clientes. De esta forma, y en la medida que la operación finalmente concluya satisfactoriamente, atento a estar la misma sujeta, entre otras cuestiones, a aprobación de los pertinentes organismos de contralor, seríamos accionistas principales y controlantes, de manera indirecta, con un 70% de participación de la principal distribuidora de gas del país.

Atento a nuestro objetivo de satisfacer la demanda local de combustibles dentro de nuestras máximas posibilidades, durante el trimestre cerrado el 30 de septiembre de 2012, la Sociedad inauguró la nueva planta de Hidrodesulfuración de gasoil (HTG B), en el Complejo Industrial La Plata. La nueva unidad demandó una inversión de más de \$ 1.400 millones, la más importante de los últimos 15 años en el sector de refino en el país. La mega unidad productiva permitirá elaborar 1.750 millones de litros anuales de gasoil con bajo contenido de azufre, lo que constituye un hito para la producción local: la reconversión de gasoil común (con 1.500 partes por millón de azufre, ppm) en gasoil con 500 ppm. En el corto plazo, además, logrará también otro avance importante consistente en producir local y sostenidamente Euro Diesel, el gasoil con mayor calidad del país, con un valor de azufre de 10 ppm. Asimismo, es nuestra intención mejorar la eficiencia de producción, 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.

En materia de financiamiento, nuestros esfuerzos están enfocados a la optimización de nuestra estructura de financiamiento, como así también a la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a nuestros objetivos de inversión incrementales, hechos que han comenzado a materializarse a partir de la emisión de obligaciones negociables realizadas por la Sociedad durante 2012 y febrero de 2013, y según se menciona en párrafos precedentes.

Miguel M. Galuccio
Presidente