



SOCIEDAD ANONIMA

Memoria

Estados Contables Consolidados
al 31 de Diciembre de 2013 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 2013.

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

De acuerdo al Banco Central de la República Argentina (BCRA), desde el inicio de la crisis internacional, hace ya más de un quinquenio y según se menciona en párrafos siguientes, el Gobierno Nacional ha desplegado un conjunto de políticas destinadas a paliar los efectos de la misma sobre la economía local. El modelo de crecimiento se apoya fundamentalmente en el impulso del consumo interno y en la inversión, como asimismo en la protección del empleo y de los ingresos de la población. Todo esto en presencia de un sistema financiero sano que permite reducir las expectativas negativas que podrían derivarse de una profundización de la crisis financiera que afecte la economía mundial. En este contexto y de acuerdo a los datos del Estimador Mensual de la Actividad Económica confeccionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC), la producción de bienes y servicios se mantuvo en ascenso en el último trimestre de 2013 y terminó acumulando un crecimiento de 4,9% en 2013, impulsado principalmente por el crecimiento de la demanda interna. En cuanto a la demanda externa, el alza de las ventas de manufacturas agropecuarias e industriales compensó la caída de las exportaciones de productos primarios y de combustibles y energía.

En materia de financiamiento al sector privado, las tasas de interés en el mercado local han experimentado una tendencia creciente a lo largo de todo el año 2013. Si se toma como ejemplo la tasa de interés de los adelantos en cuenta corriente a empresas, la misma se ha incrementado un 8,2% en el año, promediando el 22,6% en diciembre. La suba registrada en diciembre estuvo concentrada principalmente en los últimos días del mes debido a la mayor demanda de liquidez por parte de familias y empresas, habitual hacia fin de año. Continuando con su política de favorecer el ahorro en moneda nacional, y en consonancia con su mandato de estabilidad monetaria y financiera, a principios de 2014, el BCRA volvió a aumentar las tasas de interés de las especies a tasas predeterminadas, pero esta vez los aumentos fueron mayores y el incremento se trasladó a todos los plazos de la curva de rendimientos. De esta manera y mediante sus títulos, el BCRA logró absorber durante enero y febrero de 2014 la mayor liquidez circulante que había demandado el mercado antes de fin de año, según lo comentado anteriormente.

La expansión monetaria, tanto en el último trimestre de 2013 como en lo que va de 2014, estuvo principalmente explicada por el crecimiento de los préstamos en pesos al sector privado, que se elevaron 34,7%, favorecidos por las políticas del BCRA que alentaron el financiamiento en pesos a las empresas, y en especial a las Micro, Pequeñas y Medianas

Empresas (MiPyMEs). En este sentido, el BCRA estableció una cuarta etapa de implementación de la Línea de Crédito para la Inversión Productiva, destinada a financiar a las MiPyMEs, que se desarrollará durante el primer semestre de 2014.

En 2013 las exportaciones de bienes acumularon un crecimiento de 2,6% interanual debido mayormente a las ventas de manufacturas de origen agropecuario y de material de transporte. Sin embargo, entre los últimos meses del año 2013 e inicios de 2014 las exportaciones mostraron una caída en su comparación interanual, vinculada al desenvolvimiento de las ventas de productos agrícolas y de combustibles. Las importaciones crecieron a una tasa mayor que las exportaciones en 2013, por el efecto de las mayores cantidades comercializadas, donde fue determinante la baja base de comparación interanual. Todos los usos de importación subieron, a excepción de los bienes intermedios. Sin embargo en los meses más recientes el valor de las compras externas estuvo prácticamente en los mismos niveles que en igual período del año previo. De este modo, el superávit comercial sumó US\$ 9.024 millones en 2013, US\$ 3.395 millones por debajo del saldo alcanzado en 2012. La reducción del excedente se explicó fundamentalmente por el saldo del intercambio de combustibles, ya que al excluirlo se obtiene un superávit comercial de bienes de US\$ 15.187 millones, que implica una mejora de US\$ 384 millones respecto del año anterior. En los primeros 9 meses del año, el excedente comercial volvió a ser el principal sostén de la cuenta corriente, que acumuló un déficit de US\$ 2.870 millones.

La recaudación tributaria nacional creció a un ritmo más moderado durante el cuarto trimestre de 2013 (22,4% interanual), acumulando en el año un incremento de 26,3%. Nuevamente, los gravámenes ligados al mercado interno fueron los principales impulsores del alza: el Impuesto al Valor Agregado, el Impuesto a las Ganancias y los recursos de la Seguridad Social. En este marco, los ingresos totales del Sector Público Nacional no Financiero, que incluyen otros recursos no tributarios como las utilidades del BCRA y demás rentas de la propiedad, siguieron aumentando.

Al 31 de diciembre de 2013 el saldo de reservas internacionales del BCRA ascendía a aproximadamente 30.599 millones de dólares.

El tipo de cambio peso/dólar aumentó para llegar a 6,52 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2013, resultando aproximadamente un 32,5% superior a la cotización observada a finales del 2012 (4,92 pesos por dólar). Además, el peso ha sido recientemente objeto de una nueva devaluación (aproximadamente un 23% durante enero de 2014). El gobierno argentino se encuentra analizando medidas en respuesta a tal devaluación y de acuerdo con los potenciales efectos en el resto de la economía, como los efectos sobre la evolución de los precios de bienes y servicios. En este contexto, recientes negociaciones entre los productores de crudo, refinadores y el gobierno, han dado lugar a un acuerdo informal para definir un sendero de incremento gradual de precios en el valor del petróleo crudo hasta fin de abril 2014, con el objetivo de atenuar los efectos económicos sobre el resto de la economía argentina. De acuerdo a los datos publicados por el INDEC, de 2008 a 2013, el índice de precios al consumidor de Argentina (IPC) aumentó 7,2%, 7,7%, 10,9%, 9,5%, 10,8% y 10,9%, respectivamente, mientras que el índice de precios mayoristas aumentó 8,8%, 10,3%, 14,5%, 12,7%, 13,1% y 14,7%. A partir de 2014, el gobierno argentino estableció un nuevo índice de precios al consumidor nacional urbano (IPCNU), incluyendo las 24 provincias, divididas en 6 regiones. De acuerdo al IPCNU, la inflación de enero 2014 fue de aproximadamente 3,7% en comparación con diciembre de 2013.

En términos internacionales, a partir de la recuperación de las economías avanzadas afectadas por la última crisis, el crecimiento económico global mostraría cierto dinamismo en 2014, cinco años después de la profundización de la crisis financiera internacional. En estas economías se verificarían tanto menores impactos negativos de los ajustes fiscales como mejores desempeños de sus sectores privados. Durante el último trimestre de 2013 el crecimiento económico global continuó siendo débil (2,9% interanual). De todos modos, se destaca que el avance fue mayor que en los trimestres previos. Más allá de cierta mejora en los indicadores de actividad, se mantiene un sano escepticismo sobre la solidez de la recuperación del conjunto de los países avanzados, dado que aún se observa una tendencia de productividad decreciente para el largo plazo.

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, la cotización del barril de crudo Brent alcanzó los US\$ 109,95 al cierre de 2013 (frente a los US\$ 110,80 al cierre de 2012), lo que representa una baja de 0,8%.

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\$ 108,64, US\$ 111,65 y US\$ 111,26 en 2013, 2012 y 2011, 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, entre otros, 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 hidrocarbúricos determinando en la práctica topes respecto a los valores que cada empresa podría obtener por la comercialización externa de hidrocarburos. En este sentido, el precio promedio de compra/venta por barril de crudo para la Sociedad ha sido de US\$ 73,72, US\$ 71,93 y US\$ 59,68 para 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

La Sociedad ha reorganizado recientemente su estructura de reporte de segmentos de negocio agrupando el negocio de “Química” y el negocio “Refino y Marketing” en un nuevo y único segmento de negocio denominado “Downstream”. Lo antes mencionado obedece fundamentalmente a la estrategia común y/o compartida a la que ambos negocios confluyen, considerando las sinergias que se generan entre ambos, todo ello asimismo a partir del enfoque de maximización de combustibles ofrecidos al mercado, tanto en lo que respecta al volumen como así también a la calidad de los mismos. En consecuencia, la Sociedad ha adecuado la información comparativa correspondiente a los años 2012 y 2011 y conforme al cambio antes mencionado.

En este orden, la nueva estructura de segmentos de negocio, definidos teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8, consiste en:

- 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 y gas intersegmento;
- Downstream: la refinación, transporte, compra de crudo y gas a terceros e intersegmento, la comercialización a terceros de petróleo crudo, gas, productos destilados, petroquímicos, la generación eléctrica y distribución de gas natural;
- Administración Central y Otros: las restantes actividades realizadas por la Sociedad, que no encuadran en estas 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 Consolidados).

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 acciones Clase D de la empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A. (hoy 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 ejercería 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 sujetas a expropiación 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, es quien ejerce 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. A la fecha de los presentes estados contables, aún no se ha producido la cesión de acciones del Estado Nacional a las Provincias. 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.

Con fecha 25 de noviembre de 2013 el gobierno de la República Argentina emitió un comunicado en relación al principio de acuerdo entre los gobiernos de Argentina, España y México, acerca de la compensación por la expropiación del 51% del paquete accionario de YPF ocurrida en abril de 2012, sujeto a ratificación de los máximos órganos rectores de Repsol. Al respecto se informó que "*Tal principio de acuerdo implicará fijar el monto de la compensación y su pago con activos líquidos y que ambas partes desistirán de las acciones legales en curso*". A su vez, Repsol comunicó, con fecha 27 de noviembre de 2013, el tratamiento en esa fecha por parte de su Consejo de Administración del principio de acuerdo anunciado por el Gobierno Argentino, indicando que "*El Consejo de Administración ha analizado y valora positivamente el principio de acuerdo anunciado por el Gobierno argentino acerca de la compensación por la expropiación del 51% de la participación accionarial de Repsol en YPF*".

Con fecha 25 de febrero el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la República Argentina, informó que la República Argentina y Repsol, S.A. ("Repsol") llegaron a un Acuerdo respecto de la compensación por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase "D" de YPF S.A. ("YPF") de conformidad con la Ley 26.741 (el "Acuerdo"). El 27 de febrero la República Argentina y Repsol celebraron el Acuerdo.

Asimismo, YPF y Repsol celebraron un convenio el 27 de febrero de 2014 por el que - principalmente- se contempla el desistimiento de acciones judiciales entre las partes y respecto de terceros, así como una serie de renunciaciones e indemnidades mutuas (el "Convenio").

El Convenio entrará en vigencia al día siguiente de la fecha en que Repsol notifique a YPF que ha entrado en vigencia el Acuerdo celebrado entre Repsol y la República Argentina en torno al dictado de la Ley N° 26.741. Si dicho cierre no ocurre para el día 7 de mayo de 2014, o la fecha posterior que las partes acuerden por escrito, el Convenio no entrará en vigencia y quedará sin efecto de pleno derecho, manteniendo las partes todos los derechos preexistentes a la fecha de su firma sin que el Convenio genere responsabilidad alguna para las partes.

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 2013, 2012 y 2011:

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2013	2012	2011
	(millones de barriles)		
Producción de petróleo, condensado y líquidos	102	101	100

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2013	2012	2011
	(miles de millones de pies cúbicos)		
Producción de gas natural	436	432	441

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2013	2012	2011
	(millones de barriles equivalentes)		
Producción total (petróleo, condensado, líquidos y gas natural)	180	177	178

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		
	2013	2012	2011
	(% sobre ventas netas)		
Ventas netas.....	100,0	100,0	100,0
Costo de ventas.....	(76,1)	(74,8)	(73,2)
Utilidad Bruta.....	23,9	25,2	26,8
Gastos de comercialización.....	(8,4)	(8,4)	(9,7)
Gastos de administración.....	(3,0)	(3,3)	(3,2)
Gastos de exploración.....	(0,9)	(0,9)	(1,0)
Otros ingresos (egresos), netos.....	0,8	(0,8)	(0,1)
Utilidad operativa.....	12,4	11,8	12,8

2013 comparado con 2012

La Sociedad

Los ingresos ordinarios correspondientes al año 2013 fueron de \$ 90.113 millones, lo que representa un aumento del 34,1% en comparación con la suma de \$ 67.174 millones correspondiente a 2012. La evolución y comportamiento del mercado interno de hidrocarburos en términos de volumen demuestra una vinculación directa con el comportamiento de las principales variables macroeconómicas que afectan a la Argentina, principalmente en lo que respecta a nuestros principales productos. Adicionalmente, desde mediados de 2012, se han incrementado los esfuerzos vinculados a la disponibilidad de combustible de la Sociedad a los efectos de satisfacer la demanda doméstica, lo cual se ve reflejado también en los volúmenes comercializados durante 2013. 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 2013 y comparado con 2012, el monto de ingresos tuvo un efecto neto positivo de aproximadamente \$ 7.259 millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó durante el año 2013 un incremento de aproximadamente 25,4% respecto al precio promedio obtenido en 2012. Este efecto se vio acompañado a su vez, con un leve aumento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1%. Esto último se manifestó fundamentalmente en nuestros productos Diesel 500 y Eurodiesel en el segmento de estaciones de servicio, compensado parcialmente con una disminución del Ultradiesel en los segmentos de estaciones de servicio y de transporte;
- Con respecto a las naftas, durante 2013 se produjo un incremento en los volúmenes despachados de naftas de aproximadamente 10,1% (12,7% si se considera puntualmente a la nafta Súper). Adicionalmente, durante 2013 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 29,8% respecto al precio promedio obtenido en el año anterior. Los efectos antes indicados representaron un incremento neto en los ingresos por ventas de naftas de aproximadamente \$ 5.320 millones en 2013;
- En términos de fuel oil, los volúmenes comercializados localmente durante 2013 se mantuvieron casi sin variación respecto a 2012 (734 mil toneladas en 2013 versus 736 mil toneladas en 2012), habiendo sido destinados fundamentalmente al mercado de generación de electricidad. Los volúmenes de este producto se habían incrementado sustancialmente durante el primer trimestre de 2013, pero luego se vieron afectados por la menor capacidad de utilización sufrida temporalmente por la Refinería La Plata a partir del siniestro del día 2 de abril, según se explica más adelante. Adicionalmente, su precio promedio se incrementó durante 2013 aproximadamente 20,1% con relación a 2012. El neto de estos efectos tuvo un impacto positivo conjunto de aproximadamente \$ 359 millones en los ingresos por ventas de este producto con respecto a 2012;
- En materia de petróleo crudo, y debido a la disminución temporal en la capacidad de procesamiento mencionada en el párrafo anterior, se registraron excedentes de producción y por ende se incrementaron los volúmenes vendidos a terceros en el mercado local (con un incremento de 123 mil m³) como también se realizaron ventas al exterior de unos 378 mil m³, principalmente en el segundo trimestre de 2013. El efecto conjunto de estas operaciones fue un incremento de aproximadamente

\$ 1.702 millones en los ingresos por ventas en 2013 y en comparación con el año anterior.

- Con relación a las ventas de gas natural en el mercado doméstico, se observó una caída en el volumen comercializado, fundamentalmente en el segmento de usinas y en menor medida en el de GNC y comercializadoras. Asimismo, se evidenció una recomposición en el precio promedio en pesos obtenido en algunos segmentos del mercado interno de gas natural, como GNC, usinas y algunas industrias. Adicionalmente, en 2013 se registraron los ingresos correspondientes al Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, dispuesto por la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. El efecto conjunto de las variaciones antes mencionadas representó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 4.492 millones entre ambos períodos;
- En materia de comercialización de granos, se registraron mayores ingresos por \$ 1.013 millones gracias a mayores volúmenes exportados, compensados parcialmente con menores ventas en el mercado local;
- Finalmente, también contribuyen al incremento de ingresos, la consolidación a partir de la toma de control de las ventas de Gas Argentino S.A. (controlante de MetroGAS S.A.) por \$ 1.363 millones y de YPF Energía Eléctrica S.A. por \$ 266 millones, tal como se describe en la nota 13 a los Estados Contables Consolidados.

El costo de ventas en 2013 fue de \$ 68.571 millones, en comparación con los \$ 50.267 millones en 2012, lo que representa un aumento del 36,4%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

- Mayores volúmenes y costos de las compras por \$ 8.349 millones. Merecen mencionarse, mayores importaciones de gas oil, mayormente de bajo contenido de azufre (Eurodiesel) y de naftas Súper y Premium, todo ello con el objetivo de satisfacer la demanda según se menciona anteriormente, considerando los efectos del siniestro que afectara nuestra refinería en La Plata que redujo la capacidad de procesamiento de la Sociedad. Estas últimas importaciones se efectuaron también a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al año 2012. El efecto neto de lo mencionado previamente determinó un incremento en los costos de aproximadamente \$ 2.946 millones. Adicionalmente, se realizaron mayores compras locales de gas oil y naftas por aproximadamente \$ 342 millones. En cuanto a las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes, cabe destacar que en 2013 fueron efectuadas a precios superiores a los registrados en el año anterior, especialmente en el caso del bioetanol, habiéndose incrementado también aproximadamente en un 18,6% los volúmenes comprados, todo lo cual representó un incremento de aproximadamente \$ 916 millones;
- Asimismo se registró un incremento neto de las compras de petróleo crudo de aproximadamente \$ 1.871 millones debido a que se compraron a terceros aproximadamente 150 mil m³ de petróleo crudo más con respecto al año anterior (especialmente durante el primer trimestre), principalmente para lograr alcanzar un mayor nivel de procesamiento en refinerías, según se comenta más adelante, y con el objetivo de optimizar el abastecimiento de combustibles líquidos en el mercado interno, así como también para incrementar el suministro de fuel oil a las usinas

generadoras de electricidad, entre otros. Por otra parte, también contribuyó que el precio promedio de las compras de petróleo crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 24,5% en 2013 y en comparación con el registrado en el año anterior, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio;

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente \$ 2.934 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;
- Incremento en los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, fundamentalmente en Upstream que representó aproximadamente \$1.974 millones, donde la Sociedad ha logrado detener la curva de declino de producción de crudo y gas natural e incluso incrementar la producción , a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad;
- Incrementos salariales y otros gastos de personal, fundamentalmente a partir de las negociaciones y acuerdos con las entidades de representación gremial correspondientes, con un incremento aproximado de \$ 1.308 millones;
- Aumento en las regalías de crudo por un monto de aproximadamente \$ 1.258 millones, fundamentalmente por la mayor valorización en pesos del producto en boca de pozo (como marco de referencia, el precio promedio de compra de crudo durante 2013, y en comparación con el año anterior, mostró un leve aumento del 2,5%, alcanzando los US\$ 77 por barril al cierre de 2013; esto efectivamente tiene un mayor impacto si se lo expresa en Pesos, atento a la devaluación promedio de 20,4% ocurrida entre ambos ejercicios) y como consecuencia del aumento de las alícuotas registrado en aquellas provincias en las cuales se han renovado recientemente las concesiones, como es el caso de Santa Cruz a finales del pasado año 2012.

Los gastos de administración correspondientes a 2013 ascendieron a \$ 2.686 millones, presentando un aumento de \$ 454 millones (20,4%) 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 y durante 2013, como así también debido a mayores cargos por honorarios por asesoramiento jurídico vinculados a ciertas contingencias y por la incorporación al proceso de consolidación de MetroGAS S.A., a partir de la toma de control, según se menciona en Nota 13 a los Estados Contables consolidados.

Los gastos de comercialización en 2013 ascendieron a \$ 7.571 millones, comparados con \$ 5.662 millones en 2012, lo que representa un incremento del 33,7%, motivado fundamentalmente por los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados atento a las mayores ventas, como así también por las mayores retenciones a las exportaciones, como consecuencia del aumento de los volúmenes exportados durante 2013, principalmente de crudo según se menciona anteriormente, y gas licuado. Las mayores retenciones correspondientes a las exportaciones de petróleo realizadas durante el segundo y tercer trimestre de 2013 ascendieron aproximadamente a \$ 367 millones.

Los gastos de exploración ascendieron a \$ 829 millones en la presente gestión, con un incremento neto de aproximadamente \$ 247 millones con respecto a 2012. Esta variación se debió principalmente a la registración del abandono definitivo de seis pozos de estudio exploratorio de la cuenca neuquina, correspondientes a proyectos de shale oil, los cuales si bien fueron descubridores de hidrocarburos y aportaron datos geológicos para el desarrollo futuro del área, dado el volumen de producción y otras características particulares de los mismos, no ameritaban realizar un desarrollo adicional en ellos.

Los Otros Ingresos (Egresos) netos correspondientes a 2013 fueron positivos en \$ 704 millones, en comparación con los \$ 528 millones negativos correspondientes a 2012. Lo antes mencionado se explica fundamentalmente por el efecto neto de los siguiente factores positivos y negativos: registración del anticipo a cuenta de la indemnización final por parte de las entidades aseguradoras en relación al incendio ocasionado por el temporal severo y sin precedentes que afectó a nuestra Refinería La Plata el pasado 2 de abril de 2013; por este hecho también se efectuó la baja total del valor residual contable de la Unidad de Coke A y parcial de la Unidad de Topping C de la mencionada refinería, ambas afectadas por el siniestro. Asimismo, la Sociedad ha provisionado su mejor estimación respecto a los reclamos bajo arbitraje con AES Uruguaiana Empreimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM), en base al Laudo Parcial emitido por el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional (ver Nota 3 a los Estados Contables Consolidados).

Tal como se mencionara precedentemente, la Sociedad se vio afectada por las consecuencias del temporal sin precedentes que afectó toda el área de La Plata, Berisso y Ensenada y en particular nuestra refinería. Este hecho de características absolutamente inusuales, ha afectado ciertos activos de la Sociedad, y también ha tenido un impacto en los márgenes operativos vinculados a nuestra actividad de Downstream. La Sociedad realizó esfuerzos muy significativos a partir de ese momento, tendiendo tanto a mantener satisfecha su demanda, como así también a recomponer en el tiempo inicialmente estimado y comprometido la capacidad de procesamiento de su unidad de Topping C, la cual se encuentra totalmente operativa desde finales de mayo de 2013. Adicionalmente, y con relación al evento mencionado, la Sociedad continúa con el proceso de liquidación del siniestro. Sobre la base de la documentación aportada a los liquidadores designados por las compañías reaseguradoras, y luego del análisis realizado por los mismos, en noviembre de 2013 la Sociedad solicitó un pago a cuenta de la indemnización total que resulte de este proceso de aproximadamente US\$ 300 millones. Este anticipo fue aceptado y reconocido por los reaseguradores y, en consecuencia, registrado por la Sociedad en su estado de resultados. De este monto, US\$ 215 millones corresponden al concepto de daño material y la porción restante a un pago a cuenta por la pérdida de beneficios conforme los derechos emergentes de la póliza de seguro. La Sociedad continúa en el proceso de reclamo de pérdida de beneficios, cuya cobertura se extiende hasta el 16 de enero de 2015.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en 2013 alcance los \$ 11.160 millones, en comparación con los \$ 7.903 millones correspondientes al año 2012, lo que representa un aumento de aproximadamente \$ 3.257 millones, o 41,2%.

Los resultados financieros correspondientes a 2013 fueron positivos en \$ 2.835 millones, en comparación con los \$ 548 millones correspondientes al año anterior. En este orden, el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva generada por la mayor depreciación del peso observada durante 2013 respecto al año anterior, que impactó sobre la posición monetaria pasiva en pesos dada la moneda funcional de la Sociedad, fue parcialmente compensado con los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante 2013. En este orden, el monto

de endeudamiento financiero neto promedio para 2012 fue de \$ 11.722 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para 2013 fue de \$ 16.767 millones.

El cargo por impuesto a las ganancias en 2013 alcanzó los \$ 9.269 millones, aproximadamente \$ 4.606 millones superior al cargo correspondiente al año anterior, el cual alcanzó los \$ 4.663 millones. En este orden, del total del cargo correspondiente al impuesto a las ganancias, \$ 2.844 millones y \$ 2.720 millones, respectivamente para los años 2013 y 2012, corresponden al impuesto corriente, mientras que \$ 6.425 millones en 2013 y \$ 1.943 millones en 2012 corresponden al impuesto diferido, teniendo principalmente 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, lo cual representa en este último caso un incremento de aproximadamente \$ 4.482 millones.

La conjunción de los efectos hasta aquí descriptos determinó que la utilidad neta correspondiente a 2013 fuera de \$ 5.079 millones, en comparación con \$ 3.902 millones para el año 2012, lo que representa un incremento aproximado del 30,2%.

Los otros resultados integrales en 2013 ascendieron a \$ 12.031 millones, comparados con \$ 4.241 millones para 2012, lo que representa un incremento del 183,7% 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 a 2013 fue de \$ 17.110 millones, en comparación con \$ 8.143 millones para 2012, lo que representa un incremento aproximado del 110,1%.

Exploración y Producción

Durante el año 2013, el segmento de Exploración y Producción tuvo un resultado operativo de \$ 6.324 millones frente a la utilidad de \$ 5.730 millones correspondiente al año 2012, representando un incremento del 10,4%.

Es un hecho destacable positivamente en el año 2013 que la producción total de crudo fue un 1,9% superior a la producción registrada en el año 2012, y dicho incremento se eleva al 2,6% si sólo se considera la producción de los campos operados por YPF, mostrando de esta forma los esfuerzos de la Sociedad en revertir la curva de declinación de producción a partir de mediados del año 2012. Dentro de la operatoria comercial entre segmentos, el volumen transferido entre el segmento de Exploración y Producción y el segmento de Downstream fue un 2,8% inferior durante el año 2013, comparado contra el año anterior, motivado fundamentalmente en la disminución temporal en su capacidad de procesamiento sufrida por nuestra Refinería de La Plata debido al ya mencionado siniestro del pasado 2 de abril. Como consecuencia de esto, durante 2013 se incrementaron los volúmenes de ventas de crudo a terceros en el mercado local (incremento de unos 123 mil m³) y se exportaron también unos 378 mil m³, principalmente en el segundo trimestre del presente año, mientras que no se habían registrado exportaciones de crudo en 2012.

El precio intersegmento medido en dólares correspondiente al año 2013 se incrementó levemente (aumentó 2,7%, no obstante representar dicha variación un incremento de aproximadamente 23,7% medido en Pesos, atento a la depreciación del peso frente al dólar) con relación al año anterior.

En términos de gas natural, la producción del año 2013 alcanzó los 33,9 millones de metros cúbicos diarios, lo cual representa un incremento de aproximadamente 1,4% frente al año anterior, y dicho incremento se eleva al 6,2% si sólo se considera la producción de los campos operados por YPF, mostrando en consecuencia una reversión de la curva de declinación de producción que venía observándose. La totalidad de la producción antes mencionada, neta de los consumos internos, es asignada al segmento Downstream para su comercialización a terceros, obteniendo el segmento de Exploración y Producción el precio promedio obtenido por la Sociedad en dichas ventas, neto de la tarifa por comercialización. Adicionalmente, el segmento de Exploración y Producción registra el incentivo a la producción de gas creado a través del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, lo cual implicó un incremento de ingresos de aproximadamente \$ 4.281 millones en el presente ejercicio.

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 un 36,4% durante el año 2013 con relación al año anterior.

En términos de gastos se presentan en el año 2013 y con relación al año 2012, entre otros, lo siguiente:

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente \$ 2.713 millones, lo cual es motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior, a partir de las mayores inversiones realizadas durante 2012 y 2013, 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 los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad de aproximadamente \$ 1.974 millones. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, con el resultado ya comentado de la reversión de la curva de declino de producción de crudo y gas natural, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad, a lo que se sumó un incremento de tarifas en pesos;
- Aumento en las regalías de crudo por un monto de aproximadamente \$ 1.258 millones, fundamentalmente por la mayor valorización en pesos del producto en boca de pozo (como marco de referencia, el precio promedio de compra de crudo durante 2013, y en comparación con el año anterior, mostró un leve aumento del 2,5%, alcanzando los US\$ 77 por barril al cierre de 2013, aunque esto efectivamente tiene un mayor impacto si se lo expresa en pesos, atento a la devaluación promedio de 20,4% ocurrida entre ambos ejercicios). Adicionalmente, el monto de regalías correspondientes al año 2013 se vio incrementado como consecuencia del aumento de las alícuotas registrado en aquellas provincias en las cuales se han renovado recientemente las concesiones, como es el caso de Santa Cruz a finales del pasado año 2012;
- Registración de la mejor estimación por parte de la Sociedad respecto a los reclamos bajo arbitraje de AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM), en base al Laudo Parcial emitido por el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional (ver Nota 3 a los Estados Contables).

Downstream

En el año 2013, el segmento de Downstream, el cual agrupa tanto las actividades de refino, marketing, logística, química, generación de electricidad y distribución de gas natural, registró una ganancia operativa de \$ 6.721 millones en comparación con la ganancia de \$ 4.096 millones registrada en el 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 el año 2013 y comparado con 2012, por un monto neto positivo de aproximadamente \$ 7.259 millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil presentó durante el ejercicio actual un incremento de aproximadamente 25,4% respecto al precio promedio obtenido en 2012. Este efecto se vio reforzado a su vez, con un leve aumento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1%. Esto último se manifestó fundamentalmente en nuestros productos Diesel 500 y Eurodiesel en el segmento de estaciones de servicio, compensado parcialmente con una disminución del Ultradiesel en los segmentos de estaciones de servicio y de transporte;
- Incremento neto de las ventas de naftas, durante el año 2013, de aproximadamente \$ 5.320 millones en comparación con el año anterior. Dentro de este contexto se produjo un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 10,1% (12,7% si se considera puntualmente a la nafta Súper). Adicionalmente, durante 2013 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 29,8% respecto al precio promedio obtenido en 2012;
- En términos de fuel oil, los volúmenes comercializados localmente durante 2013 se mantuvieron casi sin variación respecto a 2012 (734 mil toneladas en 2013 versus 736 mil toneladas en 2012), habiendo sido destinados fundamentalmente al mercado de generación de electricidad. Los volúmenes de este producto se habían incrementado sustancialmente durante el primer trimestre de 2013, pero luego se vieron afectados por la menor capacidad de utilización sufrida temporalmente por la Refinería La Plata a partir del siniestro del día 2 de abril, según se explica más adelante. Adicionalmente, el precio promedio del producto antes mencionado se incrementó durante 2013 aproximadamente 20,1% con relación al año anterior. Todo esto tuvo un impacto positivo conjunto de aproximadamente \$ 359 millones en los ingresos por ventas de este producto con respecto a 2012;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado interno, en el presente ejercicio se comercializaron mayores volúmenes y mejores precios de aromáticos, LAB y alcoholes, y menores volúmenes de metanol, aunque con mejores precios, todo lo cual arrojó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 470 millones con respecto a 2012. En cuanto a las exportaciones de petroquímicos, se registraron mayores volúmenes de solventes, similares de metanol y menores de corte parafínico liviano y alcoholes, aunque con mejores precios en toda la canasta de productos exportados, con un efecto neto negativo en los ingresos por ventas de aproximadamente \$ 33 millones.
- Mayores volúmenes importados de naftas Súper y Premium y de gas oil, principalmente en su variedad de bajo contenido de azufre (Eurodiesel), habiéndose efectuado estas últimas también a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al año 2012, lo que produjo un efecto combinado de aumento en los importes netos de aproximadamente \$ 2.946 millones. Estas importaciones, al igual que las mayores compras locales de gas oil y naftas por aproximadamente \$ 342 millones, se llevaron adelante con el objetivo de mantener el nivel de satisfacción de la demanda;

- Mayores volúmenes y costos en las compras 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), especialmente en el caso del bioetanol, habiéndose incrementado aproximadamente en un 18,6% los volúmenes comprados. Todo esto representó un incremento de aproximadamente \$ 916 millones;
- Durante 2013 (especialmente durante el primer trimestre) se compraron a terceros aproximadamente 150 mil m³ de petróleo crudo más con respecto al año anterior, con el objetivo de optimizar el abastecimiento de combustibles líquidos en el mercado interno, así como también para incrementar el suministro de fuel oil a las usinas generadoras de electricidad, entre otros. El precio promedio de las compras de petróleo crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 24,5% en 2013 y en comparación con el registrado en el año anterior, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio, y según se menciona en párrafos precedentes. El efecto de lo mencionado previamente determinó un incremento neto de las compras de crudo a otros productores de aproximadamente \$ 1.871 millones. Asimismo, el precio promedio de compra de crudo al segmento de Exploración y Producción, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 23,7% en 2013 respecto al año anterior;
- En relación a los costos de producción, durante 2013 se observa un aumento 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. Asimismo, principalmente en el segundo y tercer trimestre de 2013 también se registraron cargos vinculados a la reparación de los daños causados por el siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata afectada por el temporal sin precedentes que tuvo lugar el 2 de abril de 2013, vinculados a limpieza, remediación y reparaciones generales del Complejo, así como también al desmontaje de instalaciones siniestradas. Como consecuencia de todo esto, considerando que la masa de gastos utilizada para el cálculo del indicador se incrementó aproximadamente un 32,8% y considerando asimismo el menor nivel de procesamiento en refinerías según se menciona en el párrafo siguiente, el costo de refinación se incrementó en el año 2013 aproximadamente un 38,2% en comparación con el año 2012, siendo el actual de aproximadamente \$ 37,5 por barril;
- Se registraron incrementos en las provisiones por remediación ambiental por aproximadamente \$ 287 millones en 2013 comparado con el año anterior, principalmente por mayores trabajos relevados en las unidades de negocios de Refino y Comercial.
- En términos de gas natural, la Sociedad, al igual que en el año anterior, ha continuado con su aporte a la satisfacción de la demanda doméstica, destinando prácticamente la totalidad de su producción al mercado interno. En cuanto a volúmenes, en el presente ejercicio se registró un similar nivel de despachos a distribuidoras del segmento residencial, habiéndose producido una disminución en los volúmenes destinados a usinas, a GNC y a comercializadoras y clientes del segmento industrial. En materia de precios, se observa una parcial recomposición de los mismos fundamentalmente en los segmentos de GNC e industrias en el mercado argentino. 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 aproximadamente un 9,1%, habiéndose incrementado aproximadamente un 9,4% si se lo expresa en pesos.

Durante 2013 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 278 mil barriles diarios de petróleo, situándose aproximadamente en un 3,6% por debajo del nivel observado en el año anterior. Esta disminución se debió prácticamente en su totalidad a la afectación en la capacidad de refinación que sufrió la Refinería La Plata por el siniestro que se describe en el párrafo siguiente, mereciendo destacarse que los otros dos complejos de refinación de la Sociedad, Luján de Cuyo y Plaza Huinca, funcionaron prácticamente al 100% de su capacidad durante 2013.

Tal como se mencionara precedentemente, la Sociedad se vio afectada por las consecuencias del temporal sin precedentes que afectó toda el área de La Plata, Berisso y Ensenada y en particular nuestra refinería. Este hecho de características absolutamente inusuales, ha afectado ciertos activos de la Sociedad, y también ha tenido un impacto en los márgenes operativos vinculados a nuestra actividad de Downstream. La Sociedad realizó esfuerzos muy significativos a partir de ese momento, tendiendo tanto a mantener satisfecha su demanda, como así también a recomponer en el tiempo inicialmente estimado y comprometido la capacidad de procesamiento de su unidad de Topping C, la cual se encuentra totalmente operativa desde finales de mayo de 2013. Adicionalmente, y con relación al evento mencionado, la Sociedad continúa con el proceso de liquidación del siniestro. Sobre la base de la documentación aportada a los liquidadores designados por las compañías reaseguradoras, y luego del análisis realizado por los mismos, en noviembre de 2013 la Sociedad solicitó un pago a cuenta de la indemnización total que resulte de este proceso de aproximadamente US\$ 300 millones. Este anticipo fue aceptado y reconocido por los reaseguradores y, en consecuencia, registrado por la Sociedad en su estado de resultados. De este monto, US\$ 215 millones corresponden al concepto de daño material y la porción restante a un pago a cuenta por la pérdida de beneficios conforme los derechos emergentes de la póliza de seguro. La Sociedad continúa en el proceso de reclamo de pérdida de beneficios, cuya cobertura se extiende hasta el 16 de enero de 2015.

Con relación a la actividad de nuestras sociedades controladas MetroGAS S.A. e YPF Energía Eléctrica S.A., que comenzaron a consolidarse durante el segundo y tercer trimestre del presente ejercicio respectivamente, los valores de ingresos y costos de estas sociedades que impactaron en el balance de la Sociedad se encuentran detallados en la nota 13 a los Estados Contables consolidados al 31 de diciembre de 2013.

Administración Central y Otros

En el año 2013 la pérdida operativa del segmento Administración Central y Otros ascendió a \$ 1.522 millones, frente a los \$ 2.493 millones correspondientes al año anterior. Los resultados del segmento fueron positivamente afectados por menores pérdidas vinculadas a nuestra sociedad controlada YPF Holdings con respecto a los cargos registrados en el año 2012, referidos a la actualización de los costos estimados de remediaciones ambientales, los mejores resultados registrados en 2013 por nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A., como así también por el efecto de la redistribución de ciertos costos corporativos a los negocios mencionados en los párrafos precedentes, compensado todo esto parcialmente con mayores costos por incremento de salarios y cargas sociales, contrataciones de servicios informáticos y publicidad institucional.

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, fueron más que compensados 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 neto promedio para 2011 fue de \$ 6.336 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero promedio para 2012 fue de \$ 11.722 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 \$ 31.314 millones, lo que representa un aumento del 32,3% respecto de los \$ 23.670 millones correspondientes al año 2011. Las ventas intersegmento, que fundamentalmente consistieron en ventas de petróleo crudo, se incrementaron en \$ 6.778 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 40,9% hasta \$ 5.730 millones en 2012 en comparación con los \$ 4.067 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 30,5% debido fundamentalmente a: i) incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente \$ 1.413 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 \$ 1.245 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).

Downstream

Las ventas netas en 2012 fueron de \$ 66.116 millones, lo que representa un incremento del 19,2% con respecto a \$ 55.484 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.
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado interno, durante 2012 se comercializaron menores volúmenes de metanol, aromáticos y alcoholes, aunque con mejores precios en todos estos casos, lo cual arrojó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 180 millones con respecto a 2011. En cuanto a las exportaciones de petroquímicos, se registraron mayores volúmenes de metanol, solventes y alcoholes y menores de corte parafínico liviano, aunque con mejores precios en toda la canasta de productos exportados, con un efecto neto positivo en los ingresos por ventas de aproximadamente \$ 164 millones.

La utilidad operativa disminuyó a \$ 4.095 millones en 2012, con respecto a los \$ 5.466 millones registrados en 2011, lo que representa una variación negativa de aproximadamente 25,1%. 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.

Administración central y otros

En el ejercicio 2012, las pérdidas operativas por gastos administrativos y otros alcanzaron los \$ 2.492 millones, un 45,4% 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 2013 fueron de \$ 20.964 millones, en comparación con los \$ 17.301 millones en 2012, lo que representa un aumento de 21,2%.

Las principales aplicaciones de fondos en actividades de inversión y financiación en 2013 incluyeron \$ 27.639 millones destinados al pago de inversiones realizadas en bienes de uso, lo cual representa un incremento de aproximadamente 68,5% respecto al año anterior, que corresponden en un 82% a inversiones realizadas por nuestra unidad de negocio de Exploración y Producción y en un 17% a las inversiones realizadas en nuestra unidad de

negocio de Downstream. Además se destinaron \$ 326 millones al pago de dividendos y \$ 2.720 millones a pagos de intereses. Estas aplicaciones también se afrontaron con \$ 10.025 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 2012 incluyeron \$ 16.403 millones destinados al pago de inversiones realizadas en bienes de uso, \$ 303 millones en pagos de dividendos y \$ 920 millones en pagos de intereses, mientras que los fondos netos provenientes de préstamos obtenidos y emisión de nuevas series de obligaciones negociables ascendieron durante el año 2012 a \$ 3.877 millones.

El total de préstamos al 31 de diciembre de 2013 es de \$ 31.890 millones, de los cuales \$ 8.814 millones corresponden al corto plazo y \$ 23.076 millones al largo plazo. Aproximadamente el 60% de los préstamos al 31 de diciembre de 2013 están nominados en dólares, comparado con aproximadamente un 52% que estaban nominados en dicha moneda al 31 de diciembre de 2012. Al 31 de diciembre de 2013, el total de efectivo y equivalentes asciende a \$ 10.713 millones. Asimismo, con posterioridad al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad ha obtenido una línea de crédito con el Tesoro Nacional por \$ 8.500 millones.

Al 31 de diciembre de 2013, el patrimonio neto de la Sociedad ascendía a \$ 48.240 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 2013, la reserva legal se encuentra totalmente integrada en el 20% del capital social por \$ 2.007 millones.

Operaciones con sociedades relacionadas

Durante 2013 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 30 de abril de 2013, 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 ejercicio 2013 por hasta la suma de \$ 73.700.000.

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 Dirección por Objetivos 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 50% del sueldo base anual de dicho empleado.

Adicionalmente, cuenta con un plan de bonificación a largo plazo basado en acciones, aplicable al nivel ejecutivo y gerencial y a personal clave con conocimiento técnico crítico el cual fue aprobado en el Directorio el pasado 6 de Junio de 2013. Este nuevo plan favorece 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 Vicepresidencia 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 la ley 26.831 y la Resolución de la CNV N° 622/2013, 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 31 de mayo de 2013 el Directorio de la Sociedad designó al Sr. Miguel Matías Galuccio como Presidente del Directorio, Gerente General y/o Chief Executive Officer y Vicepresidente Ejecutivo de YPF S.A., con mandato por un ejercicio, renovando el mandato por el mismo plazo para el que había sido designado por el Directorio de la Sociedad el 4 de junio de 2012.

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.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETRÓLEO 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 2013 y la evolución correspondiente:

	Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural		
	(millones de barriles)		
	2013		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	589	1	590
Revisiones de estimaciones anteriores	105	-	105
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	40	-	40
Compras y Ventas ⁽³⁾	(5)	-	(5)
Producción del ejercicio ⁽²⁾	(102)	-	(102)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽²⁾	<u>627⁽¹⁾</u>	<u>1</u>	<u>628</u>

	2013		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	453	*	453
Saldos al cierre del ejercicio	476	1	477
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	136	*	137
Saldos al cierre del ejercicio	151	-	151

- (1) Incluye líquidos de gas natural por 76 al 31 de diciembre de 2013.
- (2) Nuestras reservas comprobadas de crudo, condensados y LGN (Líquidos del Gas Natural) al 31 de diciembre de 2013 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 93, 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 2013 incluye un volumen estimado de aproximadamente 15 relativos a los citados pagos.
- (3) Incluye un volumen de 1 correspondiente a la transferencia de la participación de YPF S.A. en Pluspetrol Energy (Área de Reserva Ramos) a la compañía YPF Energía Eléctrica perteneciente a YPF S.A.
- * Menos de 1 (uno).

Gas Natural
(miles de millones de pies cúbicos)

	2013		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	2.183	3	2.186
Revisiones de estimaciones anteriores	563	1	564
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	181	-	181
Compras y Ventas ⁽²⁾	64	-	63
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(436)	(1)	(437)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	2.555	3	2.558

	2013		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	1.807	3	1.810
Saldos al cierre del ejercicio	1.935	3	1.938
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	376	-	376
Saldos al cierre del ejercicio	620	-	620

- (1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2013 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 285, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen 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 2013 incluye un volumen estimado de aproximadamente 47 relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye un volumen de 31 correspondiente a la transferencia de la participación de YPF S.A. en Pluspetrol Energy (Área de Reserva Ramos) a la compañía YPF Energía Eléctrica perteneciente a YPF S.A.

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 (Ley 26.741), 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 constituye 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, que implica una oportunidad única en nuestro país debido: a) la expectativa vinculada a la existencia de grandes volúmenes de recursos prospectivos en la Argentina, tal como resulta de estimaciones incluidas en reportes emitidos por diversas entidades a nivel internacional, b) la participación relevante que poseemos en los derechos de exploración y explotación sobre el *acreage* en el cual se encontrarían localizados dichos recursos y c) la posibilidad de integrar un portafolio de proyectos de alto potencial; (ii) el relanzamiento de la exploración convencional y no convencional, extendiendo los límites de yacimientos actuales e incursionando en nuevas fronteras exploratorias, incluyendo el offshore; (iii) el aumento en inversión y gastos operativos en áreas maduras que presentan oportunidades rentables de aumentos del factor de recuperación mediante pozos infill, extensión de la recuperación secundaria y pruebas de recuperación terciaria; (iv) retornar a una activa producción de gas natural acompañando la producción de crudo y (v) aumentar la producción de productos refinados mejorando la capacidad de refinación, lo que implicará mejorar la capacidad instalada, incrementar, actualizar y convertir 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 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 y sucesivos. 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.

En tal sentido, en el mes de diciembre de 2013 hemos completado con subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante "Chevron") un Acuerdo de Proyecto de Inversión que tiene por objetivo la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El Acuerdo contempla un desembolso, de hasta 1.240 millones de dólares por parte de Chevron para una primera fase de trabajo que desarrolla unos 20 km² (el "proyecto piloto") (4.942 acres) de los 395 km² (97.607 acres) correspondientes al área afectada al proyecto, ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana. Este primer proyecto piloto contempla la perforación de más de 100 pozos. Conjuntamente con lo ya invertido por YPF en la mencionada área, este nuevo aporte comprendería una inversión total de 1.500 millones de dólares en el proyecto piloto, donde ya se encuentran operando 19 equipos de perforación y se extraen más de 10 mil barriles equivalentes de petróleo diarios. Juntamente con lo ya invertido por YPF en la mencionada área y una vez completado el monto comprometido luego de finalizado el proyecto piloto, ambas empresas estiman, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, continuar con el desarrollo total del Área Loma Campana, compartiendo las inversiones al 50 por ciento.

En el mismo sentido, durante el mes de septiembre de 2013, hemos firmado con Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisor S.A. (ambas en adelante "Dow") un Acuerdo que contempla un desembolso por ambas partes de hasta U\$S 188 millones que se destinarán a la explotación conjunta de un proyecto piloto de gas no convencional en la provincia del Neuquén, de los cuales Dow aportaría hasta U\$S 120 millones a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, que contempla una primera fase de trabajo en la que se perforarían 16 pozos. En caso que Dow ejerza la opción de conversión, la Sociedad cedería el 50% de su participación en el área "El Orejano", la cual comprende una extensión total de 45 km² (11.090 acres), en la provincia del Neuquén y el 50% de participación en una UTE a conformarse para la explotación de dicha área. Cabe recordar que durante el mes de marzo de 2013 pusimos en servicio en esta área el primer pozo de shale gas de la compañía en el país denominado orejano x-2 (EOr. X-2). Con este pozo, ubicado aproximadamente a 60 km al noroeste de la ciudad de Añelo, provincia de Neuquén, logramos inyectar gas de Vaca Muerta al Sistema de Transporte Nacional a través del Gasoducto Pacífico operado por la empresa Transporte de Gas del Norte.

De igual forma, con fecha 6 de noviembre de 2013, hemos firmado un acuerdo de inversión con Petrolera Pampa S.A. (en adelante "Petrolera Pampa"), por el cual Petrolera Pampa se compromete a invertir US\$ 151,5 millones a cambio del 50% de participación en la producción de los hidrocarburos del área Rincón del Mangrullo en la Provincia del Neuquén correspondiente a la "Formación Mulichinco" (en adelante el "Área"), en la cual YPF será operador del Área. Durante una primera etapa (que deberá ser completada en un plazo de 12 meses), Petrolera Pampa se ha comprometido a invertir US\$ 81,5 millones para la perforación de 17 pozos y la adquisición e interpretación de aproximadamente 40 km² de sísmica 3D. Adicionalmente, la Sociedad sumará una inversión equivalente para la perforación de 17 pozos adicionales de los cuales tendrá derecho a obtener el 100% de lo producido. Una vez concluida la primera etapa de inversión Petrolera Pampa podrá optar por continuar con una segunda fase de inversiones (a ser completada en un plazo de 12 meses) que contempla una inversión de US\$ 70 millones para la perforación de 15 pozos. Finalizadas las dos etapas, las Partes podrán llevar adelante las inversiones necesarias para el desarrollo futuro del Área de acuerdo a los porcentajes de participación respectiva (50% cada una de ellas).

Por otra parte, el 12 de febrero de 2014 hemos firmado un acuerdo de adquisición de las operaciones que la empresa Apache tiene en el país y de esta manera, una vez producido el cierre de la transacción, nos posicionaremos como la principal operadora de Gas de Argentina. Los principales activos incluidos en la transacción se encuentran en las provincias del Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, producen un total de 46.800 barriles equivalentes de petróleo por día, cuentan con una infraestructura importante de ductos y plantas y se emplean unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta. Esta compra, implicará un impacto significativo para YPF: volvemos a la Cuenca Austral, aumentaremos la producción de gas, incrementaremos nuestras reservas de hidrocarburos y accederemos a una producción de petróleo calidad Medanita, óptimo para nuestras refinerías. El precio convenido entre las partes es de US\$ 800 millones, más capital de trabajo, menos los ajustes a la fecha de cierre del contrato que puedan surgir por cuestiones fuera del curso ordinario de los negocios. A la fecha de los presentes Estados Contables ya se ha pagado un anticipo de US\$ 50 millones. A su vez, YPF ha celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. ("Pluspetrol") por el cual le otorga, a cambio de US\$ 217 millones, porcentajes de participación correspondientes a Apache Energía Argentina S.R.L. (sociedad controlada por Apache Canada Argentina Holdings S.a.r.l.) en 3 concesiones y cuatro contratos de UTE, como así también una participación correspondiente a YPF en un contrato de UTE. Todas las participaciones se vinculan a activos ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta.

Adicionalmente, con fecha 31 de enero de 2014, YPF ha adquirido de Petrobras Argentina S.A. su participación del 38,45% en el contrato de UTE Puesto Hernández que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Puesto Hernández (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en las provincias de Neuquén y Mendoza, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada a través del mencionado contrato de UTE que expira el 30 de junio de 2016 y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Puesto Hernández, convirtiéndose en su operador. Puesto Hernández produce en la actualidad más de 10.000 barriles por día de crudo liviano (calidad Medanita). La transacción se realizó por un monto de US\$ 40,7 millones. YPF, al pasar a ser el operador del Área, podrá acelerar los planes de inversión para optimizar su potencial productivo hasta el año 2027.

Del mismo modo, con fecha 7 de febrero de 2014, YPF ha adquirido de Potasio Río Colorado S.A. su participación del 50% en el contrato de UTE Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa formación conocida como "Lajas" que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa provenientes del horizonte geológico "Lajas" (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en la provincia de Neuquén, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada por YPF a través del mencionado contrato de UTE que se extendía hasta la finalización de la concesión y/o de cualquier acuerdo o contrato que otorgaría el derecho a seguir explotando el "Área" y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa "Lajas". La transacción se realizó por un monto de US\$ 25 millones.

Otro aspecto de suma importancia en cuento a la actividad productiva fueron las renovaciones de las concesiones de explotación en la Provincia de Chubut producidas durante el ejercicio. En este sentido, el 2 de octubre de 2013 se publicó la ley de la Provincia de Chubut que aprueba el Acuerdo de Extensión de las Concesiones de Explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga ubicadas en la Provincia de Chubut. YPF es titular del 12.196%

de dichas concesiones mientras que Petrobras Argentina S.A. es titular del 35.67% y TECPETROL S.A. es titular del restante 52.133%. Las Concesiones fueron extendidas por el plazo de 30 años contados a partir del año 2017. Asimismo, el 26 de diciembre de 2013, YPF suscribió con la Provincia de Chubut un Acuerdo para la extensión del plazo de duración original de las Concesiones de Explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. El Acuerdo de Extensión prorrogan por el término de 30 años los plazos de las concesiones de explotaciones que vencían en los años 2017 (Campamento Central – Cañadón Perdido y El Trébol – Escalante), 2015 (Restinga Alí) y 2016 (Manantiales Behr).

Adicionalmente, la Sociedad ha negociado con el Poder Ejecutivo de la provincia de Tierra del Fuego los términos para extender sus concesiones en dicha provincia, habiendo suscripto con fecha 18 de diciembre de 2013 el Acuerdo de Extensión para las Concesiones Tierra del Fuego y los Chorrillos hasta los años 2027 y 2026, respectivamente. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, el mencionado acuerdo se encuentra pendiente de ratificación por la Legislatura de la provincia de Tierra del Fuego.

Asimismo, 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.

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.

Por otra parte durante el año 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), operación que fue finalmente perfeccionada en mayo de 2013. 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.

Otro desafío encarado por la Sociedad en la gestión, ha sido el entrar en el segmento de energía eléctrica, a través de la creación de YPF Energía Eléctrica S.A. a partir del 1° de agosto de 2013. Esta nueva sociedad, que surge de la escisión de los activos de Pluspetrol Energy (sociedad vinculada hasta el 31 de Julio de 2013 en la que YPF participaba en un 45% de su capital social), tiene por objetivo la producción y comercialización de energía eléctrica. A través de la operación de sus centrales eléctricas de última generación ubicadas en la localidad de El Bracho, provincia de Tucumán, mediante dos ciclos combinados que totalizan 800 MW de potencia, aportará el 5% de la energía consumida en la Argentina y contribuirá al

abastecimiento energético de las operaciones de YPF, avanzando en la generación de valor de la cadena de producción energética.

Merece destacarse también la creación de YPF Tecnología S.A. (Y-TEC), una nueva empresa en sociedad con el Conicet con la misión de investigar, desarrollar, producir y comercializar tecnologías, conocimientos, bienes y servicios en la industria energética, que será un referente internacional tecnológico en la producción de petróleo y gas no convencional. Sus procesos estarán orientados a determinar prioridades y alinear los trabajos de I+D con las necesidades de las unidades de negocios de Upstream y Downstream, así como diseñar un Plan de Tecnología para el aumento rápido y eficiente de la producción, coordinado en todo momento con las políticas de preservación y cuidado del Medio Ambiente definidas por la Sociedad.

A partir del incendio ocurrido en la refinería La Plata y como consecuencia de haber sido afectada dicha ciudad por un temporal sin precedentes, se implementó un plan de normalización, que incluye como principal punto la aceleración de la construcción de una nueva planta de coke, que demandará una inversión de alrededor de 800 millones de dólares y que se estima poner en marcha durante el año 2015. 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 continúan enfocados a la optimización de nuestra estructura de financiamiento, como así también a la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a nuestros objetivos incrementales de inversión, hechos que han comenzado a materializarse a partir de la emisión de obligaciones negociables realizadas por la Sociedad durante 2012 y 2013. En este sentido, ha sido un gran logro para YPF la emisión de dos series de Obligaciones Negociables internacionales por 650 millones de dólares con resultados que superaron las mejores expectativas. La primera de ellas por 150 millones de dólares se realizó a una tasa interés variable LIBOR más 7,5% con vencimiento a 5 años y garantizada con flujos futuros de fondos provenientes de exportaciones. La segunda por 500 millones de dólares, se realizó a una tasa interés fija del 8,875% con un único vencimiento a 5 años y sin garantías. De esta manera, YPF luego de 15 años vuelve a acceder a los mercados internacionales con una respuesta que demostró la confianza que los inversores tienen en los resultados y las perspectivas de la Sociedad.

La compañía, con este tipo de instrumentos, consolida su estrategia de diversificación de fuentes de financiamiento y extensión de plazo de su deuda, para sostener los niveles de nuestro plan de inversión en la producción de hidrocarburos.

Según los Estados Contables Individuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2013, el saldo de utilidades no asignadas a dicha fecha es de \$ 5.131 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. El Directorio se encuentra evaluando las diversas alternativas disponibles en relación con la imputación de los Resultados No Asignados para su presentación a la Asamblea General de Accionistas. A este fin, el Directorio estima necesario contar con un plazo adicional que le permita llevar a cabo un análisis detallado de las mismas,

con el objeto de formular la propuesta que pondrá a consideración de los accionistas con la antelación necesaria, conforme lo exige la normativa aplicable. Habida cuenta de lo anterior, el Directorio estima conveniente diferir la propuesta de asignación de los Resultados No Asignados para la oportunidad de realizar próximamente la convocatoria a la Asamblea General de Accionistas que trate los Estados Contables anuales.

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, 7 de marzo de 2014

YPF S.A.**Informe sobre Código de Gobierno Societario 2013****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"), receptada a su vez por las Normas de ese organismo, aprobadas por Resolución CNV N°622/2013 publicada en el Boletín Oficial el 9 de septiembre de 2013 (Normas CNV N.T.2013).

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 inscripto el 5 de febrero de 1991, bajo el número 404 del Libro 108, Tomo "A" de Sociedades Anónimas del Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a cargo de la Inspección General de Justicia; y cuyo Estatuto sustitutivo de los anteriores fue 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. 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.

A su vez, las Normas de la Comisión Nacional de Valores (art. 14. Cap. III Tít. II. N.T.2013, aprobadas por Resolución CNV N°622/13) disponen que: “A los efectos de lo dispuesto en el artículo 72 inciso a), apartado II) de la Ley N° 26.831, se considerarán personas con "participación significativa" a aquellas que posean acciones que representen por lo menos el QUINCE POR CIENTO (15%) del capital social, o una cantidad menor cuando tuvieren derecho a la elección de uno o más directores por clase de acciones o tuvieren con otros accionistas convenios relativos al gobierno y administración de la sociedad de que se trate, o de su controlante.”.

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 102 y 117 de la Ley 26.831 y el artículo 1 Cap. II Tít. XII de las Normas CNV (N.T. 2013).

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 las diferentes necesidades 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,

YPF trabaja en el presente con la mirada puesta en el futuro, con acciones locales entendidas desde una concepción global. La Sociedad alinea los intereses de la compañía con los del país, generando valor para sus accionistas y para las comunidades en donde opera.

Cada proyecto que se emprende está guiado por la sustentabilidad, que para YPF es un compromiso compartido y transversal. Implica pensar y desarrollar el negocio, facilitando condiciones económicas, ambientales y sociales que permitan potenciar las capacidades de la empresa y de su entorno, generando valor para el país y basando la relación con los grupos de interés en el diálogo.

La sustentabilidad de YPF se concreta a través de programas y acciones que abarcan diversos grupos de interés, como:

- (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) Módulos de Abastecimiento Social: El proyecto MAS busca abastecer de combustible de calidad a las zonas más recónditas y profundas del país, permitiendo una mejora exponencial en su calidad de vida. Los MAS son puestos de expendio de combustibles, diseñados y desarrollados íntegramente en la Argentina bajo premisas de flexibilidad, sustentabilidad, seguridad en las operaciones y protección del medio ambiente.

Por lo general se encuentran ubicados en zonas rurales en donde las distancias entre pueblo y pueblo son muy extensas y en la mayoría de los casos no hay otra forma de conseguir combustible. Cada unidad cuenta con una oficina, un depósito y un baño apto para discapacitados. Además, están equipados con portones corredizos que permiten cerrar herméticamente el módulo mientras no está operativo.

- IV) 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.”

A lo largo del 2013, se celebraron 5 conferencias nacionales que permitieron un diálogo profundo acerca del nuevo rumbo de la empresa, en términos de inversión, de estrategia y de generación de Valor Social para las comunidades en las que opera la YPF.

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 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 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 Vicepresidencia 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 de la Vicepresidencia 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. Nuestros auditores internos y externos informaron en la reunión de Comité de Auditoría del 6 de marzo de 2014 sobre las revisiones realizadas a la fecha respecto del sistema de control interno para la presentación de información financiera al 31 de diciembre de 2013.

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 Vicepresidencia 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 Normas de la CNV (N.T. 2013) aprobadas por la Resolución General de la CNV Nro. 622 del año 2013, 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 *Chief Financial Officer* (“CFO”), el Vicepresidente Corporativo de Servicios Jurídicos, el Vicepresidente Ejecutivo de Upstream, el Vicepresidente Ejecutivo de Downstream, el Vicepresidente de Estrategia y Desarrollo de Negocios, el Vicepresidente de Administración y Finanzas, el Vicepresidente de Comunicación y Relaciones Institucionales, el Vicepresidente de Recursos Humanos, el Vicepresidente de Servicios Compartidos, el Auditor Interno, el Auditor de Reservas, y el Vicepresidente 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. Por su parte, 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 Vicepresidente de Estrategia 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, cuyas principales directrices son:

Establece que las reuniones se realizarán al menos una vez por trimestre, y los cambios de fecha y/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 será el Vicepresidente Corporativo de Servicios Jurídicos, quien podrá delegar dicha tarea en cualquier letrado integrante de tal Vicepresidencia.

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 30 de abril de 2013 y su continuación del 30 de mayo de 2013.

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 once (11) revisten la condición de independientes y de los 6 (seis) restantes que revisten la condición de no independientes, cuatro (4) son ejecutivos, y diez (10) 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 30 de abril de 2013 y su continuación del 30 de mayo de 2013, y en las reuniones de Directorio del 9 de diciembre de 2013 y de la Comisión Fiscalizadora y de Directorio del 23 de Septiembre de 2013 y 23 de Enero de 2014, 11 de ellos revisten el carácter de Independiente, representando un 64,71% 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 70,59 % 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 30 de abril de 2013 y su continuación del 30 de mayo de 2013, y en las reuniones de Directorio del 9 de diciembre de 2013 y de Comisión Fiscalizadora y de Directorio del 23 de Septiembre de 2013 y 23 de Enero de 2014, respectivamente.

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.

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.

Asimismo, el Comité de Auditoría emitió una opinión en relación a la existencia de conflicto de intereses en relación a dos miembros del Directorio, con fecha 5 de noviembre de 2013, la cual fue informada al público inversor a través de la Autopista de Información Financiera de la CNV, de acuerdo a lo previsto por el art. 110 inc. h) de la Ley 26.831. **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 Vicepresidencia de Recursos Humanos están a cargo de las designaciones de los vicepresidentes 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 también a quienes 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:

Durante el ejercicio 2013, los niveles ejecutivos de YPF fueron convocados a participar de la 2da. edición del Ciclo de Conferencias para Líderes, que reunió 5 exposiciones sobre contexto y estrategia, a cargo de destacados especialistas en los temas.

Las primeras 2 disertaciones fueron brindadas por el referente internacional de la gerencia social, Bernardo Kliksberg, que abordó "La transversalidad de la Responsabilidad Social y Ambiental en toda compañía" y "La movilización del capital social en la comunidad".

Otras 2 conferencias sobre "Sustentabilidad ambiental y Shale" y "Programa 'Sustenta' para el desarrollo de la cadena de valor" estuvieron facilitadas por los titulares de dichas funciones, finalizándose el Ciclo con una exposición de la Viceministra de Trabajo de la Nación, Sra. Noemí Rial, sobre "Entorno y proyección laboral-sindical".

Asimismo, miembros del directorio, vicepresidentes y gerentes de primeras líneas participaron de un encuentro encabezado por el Presidente y CEO de YPF, dentro de cuyo marco se ofreció una formación

relacionada con el liderazgo que demanda un nuevo tiempo de compañía, destacándose que también gerentes de primeras y segundas líneas integraron la 1ra. edición del Programa de Management de Negocio, que cuenta con el acompañamiento académico de la Universidad de Buenos Aires (UBA) y el Instituto de Altos Estudios Empresariales (IAE), una sinergia pública privada entre las más destacadas casa de estudios y escuela de negocios del país.

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 POLITICA 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 (NIIF), 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 la Normas de la CNV aprobadas por Resolución General Nros. 622/2013 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, 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 la Normas de la CNV aprobadas por Resolución General Nro. 622/2013 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 de Mercado de Capitales (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, según lo previsto en el art. 110 h) de la Ley 26.831.
- 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 hace una evaluación anual sobre el desempeño del área de auditoría interna. En ese sentido, el 8 de marzo de 2013 el Comité tomó conocimiento del informe presentado por el Auditor Interno sobre el grado de avance del Plan de Auditoría 2012. Asimismo, el Comité recibió información periódica durante el año 2013 sobre el grado de avance del Plan de Auditoría 2013, tomando conocimiento el 6 de marzo de 2014, sobre el informe presentado por el Auditor Interno sobre el cumplimiento de dicho plan.

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 las Normas de la CNV y de la SEC sobre rotación de los Auditores Externos.

Asimismo, 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. En los puntos V.2.2., V.2.3., V.2.4 y V.2.5, 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 la Gerencia de Relación con Inversores, teniendo a su vez disponible un número telefónico y una casilla de e-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 en los plazos previstos por la normativa vigente. 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 descrita.

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 A	3.764
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 que 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 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%

Año 2013	Porcentaje sobre Capital
Poder Ejecutivo Nacional*	51%
Repsol S.A.	11,90%
Público	37,10%

*En ejercicio de los derechos derivados de las acciones de Repsol declaradas de utilidad pública y 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. En 2013, YPF fue seleccionada por votación como empresa miembro de la Mesa Directiva de la Red Argentina del Pacto Global. En el mes de marzo de 2014 se presentará el nuevo documento que permitirá reafirmar el compromiso de YPF con el Pacto.

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 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 VII.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 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 Título II de las Normas de la CNV (N.T. 2013). 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 Empresarial. 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. El servicio de 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 cumplimiento del 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 Presidente y Directores de
YPF SOCIEDAD ANONIMA

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

Informe sobre los estados contables

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

Hemos auditado 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 comprenden el balance general consolidado al 31 de diciembre de 2013, 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, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa incluidas en las notas 1 a 14 y anexos I, II y III.

Las cifras y otra información correspondiente a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 son parte integrante de los estados contables consolidados mencionados precedentemente y se las presenta con el propósito de que se interpreten exclusivamente en relación con las cifras y otra información del ejercicio económico actual.

2. Responsabilidad del Directorio de la Sociedad en relación con los estados contables consolidados

El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados contables consolidados adjuntos de conformidad 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 del control interno que considere necesario para permitir la preparación de estados contables consolidados libres de incorrecciones significativas.

3. Responsabilidad de los auditores

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados contables consolidados adjuntos, basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (“NIA”) adoptadas por la Resolución Técnica N° 32 de la FACPCE. Dichas normas exigen que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que los estados contables consolidados están libres de incorrecciones significativas.

Una auditoría involucra la aplicación de procedimientos, sustancialmente sobre bases selectivas, para obtener elementos de juicio sobre las cifras y otra información presentada en los estados contables consolidados. Los procedimientos seleccionados, así como la valoración de los riesgos de incorrecciones significativas en los estados contables consolidados, dependen del juicio profesional del auditor. Al efectuar dichas valoraciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable por parte de la Sociedad de los estados contables consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por el Directorio de la Sociedad, así como la evaluación de la presentación de los estados contables consolidados en su conjunto.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

4. Opinión

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 2013, 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.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

- a) Los estados contables consolidados adjuntos 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 adjuntos 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 adjuntos 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 3, 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: 98%.
 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: 53%.
 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: 51%.
- 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 2013 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a \$ 76.031.134 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, 7 de marzo de 2014.

Deloitte & Co. S.A.
(Registro de Sociedades Comerciales
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 2013 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	6
– Notas a los estados contables consolidados:	
1) Estados contables consolidados:	
a) <i>Bases de presentación</i>	7
b) <i>Políticas contables significativas</i>	
b.1) <i>Moneda Funcional, de Presentación y efecto impositivo en Otros resultados integrales</i>	9
b.2) <i>Activos financieros</i>	10
b.3) <i>Bienes de cambio</i>	10
b.4) <i>Activos intangibles</i>	11
b.5) <i>Inversiones en sociedades</i>	11
b.6) <i>Bienes de uso</i>	12
b.7) <i>Provisiones</i>	14
b.8) <i>Deterioro del valor de los bienes de uso y activos intangibles</i>	15
b.9) <i>Metodología para la estimación del valor recuperable</i>	16
b.10) <i>Planes de beneficios y obligaciones similares</i>	17
b.11) <i>Criterio de reconocimiento de ingresos</i>	19
b.12) <i>Método de reconocimiento de ingresos y costos de obras en contratos de construcción</i>	20
b.13) <i>Arrendamientos</i>	20
b.14) <i>Utilidad neta por acción</i>	20
b.15) <i>Pasivos financieros</i>	21
b.16) <i>Impuestos, retenciones y regalías</i>	21
b.17) <i>Cuentas de patrimonio neto</i>	23
B.18) <i>Combinación de negocios</i>	25
b.19) <i>Nuevos estándares emitidos</i>	25
c) <i>Estimaciones y Juicios Contables</i>	27
d) <i>Gestión de Riesgos Financieros</i>	28

2) Detalle de los principales rubros de los estados contables consolidados:	
a) <i>Efectivo y equivalentes de efectivo</i>	33
b) <i>Créditos por ventas</i>	33
c) <i>Otros créditos y anticipos</i>	34
d) <i>Bienes de cambio</i>	34
e) <i>Inversiones en sociedades</i>	35
f) <i>Evolución de los Activos Intangibles</i>	35
g) <i>Composición y evolución de los Bienes de Uso</i>	36
h) <i>Cuentas por pagar</i>	37
i) <i>Préstamos</i>	37
j) <i>Provisiones</i>	41
k) <i>Ingresos, costo de ventas y gastos</i>	42
3) Provisiones para juicios, reclamos y pasivos ambientales	43
4) Capital Social	59
5) Inversiones en sociedades y en Uniones Transitorias de Empresas	60
6) Saldos y operaciones con partes relacionadas	62
7) Planes de beneficios y obligaciones similares	64
8) Arrendamientos operativos	66
9) Utilidad neta por acción	66
10) Impuesto a las ganancias	66
11) Pasivos contingentes, activos contingentes, compromisos contractuales, principales regulaciones y otros:	
a) <i>Pasivos contingentes</i>	68
b) <i>Activos contingentes</i>	72
c) <i>Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros</i>	72
12) Información consolidada sobre segmentos de negocio	84
13) Combinaciones de negocios	86
14) Hechos posteriores	88
– Anexos a los estados contables	91

YPF SOCIEDAD ANONIMA

Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

EJERCICIO ECONOMICO Nº 37

INICIADO EL 1 DE ENERO DE 2013

ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 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 (modificado por Ley 26.831).

Composición del capital al 31 de diciembre de 2013

(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 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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 2013 Y COMPARATIVOS

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

	Notas	2013	2012	2011
Activo No Corriente				
Activos intangibles	2.f	2.446	1.492	1.300
Bienes de uso	2.g	93.496	56.971	43.522
Inversiones en sociedades	2.e	2.124	1.914	2.013
Activos por impuesto diferido, neto	10	34	48	30
Otros créditos y anticipos	2.c	2.927	1.161	882
Créditos por ventas	2.b	54	15	22
Total del activo no corriente		101.081	61.601	47.769
Activo Corriente				
Bienes de cambio	2.d	9.881	6.922	6.006
Otros créditos y anticipos	2.c	6.506	2.635	2.788
Créditos por ventas	2.b	7.414	4.044	3.315
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.a	10.713	4.747	1.112
Total del activo corriente		34.514	18.348	13.221
Total del activo		135.595	79.949	60.990
Patrimonio Neto				
Aportes de los propietarios		10.600	10.674	10.674
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		37.416	20.586	12.746
Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la controlante		48.016	31.260	23.420
Interés no controlante		224	-	-
Total Patrimonio Neto (según estados respectivos)		48.240	31.260	23.420
Pasivo No Corriente				
Provisiones	2.j	19.172	10.663	9.206
Pasivos por impuesto diferido, neto	10	11.459	4.685	2.724
Otras cargas fiscales		362	101	136
Remuneraciones y cargas sociales		8	48	38
Préstamos	2.i	23.076	12.100	4.435
Cuentas por pagar	2.h	470	162	60
Total del pasivo no corriente		54.547	27.759	16.599
Pasivo Corriente				
Provisiones	2.j	1.396	820	965
Impuesto a las ganancias a pagar		122	541	-
Otras cargas fiscales		1.045	920	511
Remuneraciones y cargas sociales		1.119	789	537
Préstamos	2.i	8.814	5.004	7.763
Cuentas por pagar	2.h	20.312	12.856	11.195
Total del pasivo corriente		32.808	20.930	20.971
Total del pasivo		87.355	48.689	37.570
Total Patrimonio Neto y Pasivo		135.595	79.949	60.990

Las Notas 1 a 14 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 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

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

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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 2013 Y COMPARATIVOS (expresados en millones de pesos, excepto las cifras por acción expresadas en pesos – Nota 1.b.1)

	<u>Notas</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Ingresos ordinarios	2.k	90.113	67.174	56.211
Costo de ventas	2.k	(68.571)	(50.267)	(41.143)
Utilidad bruta		21.542	16.907	15.068
Gastos de comercialización	2.k	(7.571)	(5.662)	(5.438)
Gastos de administración	2.k	(2.686)	(2.232)	(1.822)
Gastos de exploración	2.k	(829)	(582)	(574)
Otros ingresos (egresos), netos	2.k	704	(528)	(46)
Utilidad operativa		11.160	7.903	7.188
Resultado de las inversiones en sociedades		353	114	685
Resultados financieros:				
Generados por activos				
Intereses		924	198	180
Diferencia de cambio		(2.175)	(337)	(173)
Generados por pasivos				
Intereses		(3.833)	(1.557)	(1.045)
Diferencia de cambio		7.919	2.244	751
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias		14.348	8.565	7.586
Impuesto a las ganancias corriente	10	(2.844)	(2.720)	(2.495)
Impuesto a las ganancias diferido	10	(6.425)	(1.943)	(646)
Utilidad neta del ejercicio		5.079	3.902	4.445
Utilidad neta del ejercicio atribuible a:				
– Accionistas de la controlante		5.125	3.902	4.445
– Interés no controlante		(46)	-	-
Utilidad neta por acción atribuible a los accionistas de la controlante básica y diluida	9	13,05	9,92	11,30
Otros resultados integrales				
Resultados actuariales – Planes de pensión ⁽²⁾		6	18	(12)
Diferencia de conversión de inversiones en sociedades ⁽³⁾		(416)	(198)	(110)
Diferencia de conversión de YPF S.A. ⁽⁴⁾		12.441	4.421	1.974
Total otros resultados integrales del ejercicio⁽¹⁾		12.031	4.241	1.852
Resultado integral total del ejercicio		17.110	8.143	6.297

(1) Integralmente atribuible a los accionistas de la controlante.

(2) Se reclasifican inmediatamente a resultados acumulados.

(3) Se revertirán a resultados en el momento en que se produzca la venta de la inversión o el reembolso total o parcial del capital.

(4) No se revertirán a resultados.

Las Notas 1 a 14 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 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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 2013 Y COMPARATIVOS

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

	Aporte de los propietarios			Reservas			Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Patrimonio Neto atribuible		Total del patrimonio neto	
	Capital suscrito	Ajuste del capital	Primas de emisión	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones			Accionistas de la controlante	Interés no controlante		
Saldos al 1 de enero de 2011	3.933	7.281	640	11.854	2.243	596	-	7.995	22.688	-	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	-	-	-	
- Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	6.622	-	(6.622)	-	-	-	
Disposición de la Reunión de Directorio del 26 de abril de 2011:												
- Dividendos en efectivo (7 por acción)	-	-	-	-	-	(2.753)	-	-	(2.753)	-	(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)	-	(2.812)	
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	-	1.852	-	1.852	-	1.852	
Reclasificación de resultados actuariales – Planes de pensión	-	-	-	-	-	-	-	(12)	-	-	-	
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	4.445	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	-	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	-	-	-	
- Apropiación a Reserva para inversiones	-	-	-	-	-	-	5.751	(5.751)	-	-	-	
- Apropiación 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)	-	(303)	
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	-	4.241	-	4.241	-	4.241	
Reclasificación de resultados actuariales – Planes de pensión	-	-	-	-	-	-	-	(18)	-	-	-	
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	3.902	3.902	-	3.902	
Saldos al 31 de diciembre de 2012	3.933	6.101	640	10.674	2.007	-	5.751	6.087	6.741	31.260	-	31.260

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

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

ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y COMPARATIVOS

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

	Aportes de los propietarios								Reservas					Patrimonio Neto atribuible a					
	Capital suscrito	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones	Primas de emisión	Total	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Especial Ajuste Inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio neto
Saldo al 31 de diciembre de 2012	3.933	6.101	-	-	-	-	-	640	10.674	2.007	-	5.751	-	-	6.087	6.741	31.260	-	31.260
Recompra de Acciones propias en cartera	(12)	(19)	12	19	-	(120)	-	-	(120)	-	-	-	-	-	-	-	(120)	-	(120)
Devengamiento Plan de beneficios en acciones	-	-	-	-	81 ⁽²⁾	-	-	-	81	-	-	-	-	-	-	-	81	-	81
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones ⁽³⁾	3	5	(3)	(5)	(41)	10	(4)	-	(35)	-	-	-	-	-	-	-	(35)	-	(35)
Adquisición Participación en GASA (Nota 13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	178	178
Aporte no controlante YPF Tecnología S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92	92
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2013:																			
- Apropiación a Reserva para inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.643	-	-	-	(2.643)	-	-	-
- Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	330	-	-	-	-	(330)	-	-	-
- Apropiación a Reservas para beneficios al personal en acciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120	-	-	(120)	-	-	-
- Apropiación a Reserva especial ajuste inicial NIIF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.648	-	(3.648)	-	-	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 9 de agosto de 2013:																			
- Dividendos en efectivo (0,83 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(326)	-	-	-	-	-	(326)	-	(326)
Otros resultados integrales de ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.031	-	12.031	-	12.031
Reclasificación de resultados actuariales – Planes de pensión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	6	-	-	-	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.125	5.125	(46)	-	5.079
Saldo al 31 de diciembre de 2013	3.924	6.087	9	14	40	(110)	(4)	640	10.600	2.007	4	8.394	120	3.648	18.112⁽¹⁾	5.131	48.016	224	48.240

- (1) Incluye 18.836 correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de YPF S.A. y (724) 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.b.1. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, se han reclasificado (115) correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de Pluspetrol Energy S.A. como consecuencia de la escisión de dicha compañía (ver Nota 13).
- (2) Incluye 38 correspondientes a planes de beneficios a largo plazo vigentes al 31 de diciembre de 2012 que fueron reconvertidos al plan de beneficios basado en acciones (ver Nota 1.b.10) y 43 correspondientes al devengamiento del plan de beneficios basado en acciones por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2013.
- (3) Se expone neto de la retención por el impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con el plan de beneficios en acciones.

Las Notas 1 a 14 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 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FIALA
Por Comisión Fiscalizadora

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 2013 Y COMPARATIVOS

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

	2013	2012	2011
Flujos de Efectivo de las operaciones			
Utilidad neta consolidada	5.079	3.902	4.445
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:			
Resultados de las inversiones en sociedades	(353)	(114)	(685)
Depreciación de bienes de uso	11.236	8.129	6.438
Amortización de activos intangibles	197	152	61
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	2.336	1.170	1.022
Aumento (disminución) neta de provisiones de bienes de uso	16	(1)	21
Cargo por impuesto a las ganancias	9.269	4.663	3.141
Aumento neto de provisiones incluidas en el pasivo	3.256	2.208	1.261
Cambios en activos y pasivos :			
Créditos por ventas	(2.627)	(517)	14
Otros créditos y anticipos	(3.288)	22	745
Bienes de cambio	(2.959)	(916)	(2.258)
Cuentas por pagar	3.243	1.857	2.330
Otras cargas fiscales	272	374	(111)
Remuneraciones y cargas sociales	253	262	147
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(713)	(1.406)	(1.126)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros ⁽¹⁾	(1.243)	(825)	895
Dividendos cobrados	280	388	579
Pagos de impuestos a las ganancias	(3.290)	(2.047)	(4.233)
Flujos de Efectivo de las Operaciones	20.964	17.301	12.686
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión⁽²⁾			
Pagos por inversiones:			
Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(27.639)	(16.403)	(12.156)
Adquisición de participación en inversiones en sociedades	(36)	-	-
Aportes de capital en inversiones en sociedades	(20)	-	(2)
Ingresos por ventas de bienes de uso y activos intangibles (Nota 11.c)	5.351	-	-
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(22.344)	(16.403)	(12.158)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación			
Pago de préstamos	(6.804)	(28.253)	(16.997)
Pago de intereses	(2.720)	(920)	(457)
Préstamos obtenidos	16.829	32.130	21.175
Dividendos pagados	(326)	(303)	(5.565)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	6.979	2.654	(1.844)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	224	83	102
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes	5.823	3.635	(1.214)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	4.747	1.112	2.326
Efectivo y equivalentes incorporados en la toma de control de sociedades (Nota 13)	143	-	-
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio	10.713	4.747	1.112
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes	5.823	3.635	(1.214)
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL EJERCICIO			
- Caja y Bancos	4.533	950	777
- Otros Activos Financieros	6.180	3.797	335
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL EJERCICIO	10.713	4.747	1.112

(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 ejercicio por 2.833, altas por costos de abandono de pozos de hidrocarburos por 4.357, los aportes de capital en especie por 133 y la incorporación de activos y pasivos por las combinaciones de negocios mencionadas en la Nota 13.

Las Notas 1 a 14 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 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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 2013 Y COMPARATIVOS

(cifras expresadas en millones de pesos, excepto donde se indica en forma expresa – Nota 1.b.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 2013 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”).

Los importes y otra información correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011 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.

- Criterios adoptados en la transición a NIIF

En la fecha de transición a las NIIF (1 de enero de 2011, en adelante la “fecha de transición”) la Sociedad ha seguido los siguientes criterios en el marco de las alternativas y excepciones previstas por la NIIF 1, “Adopción por Primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”:

- I. Los bienes de uso y los activos intangibles conforme a las NIIF se han medido a la fecha de transición en la moneda funcional definida por la Sociedad según las siguientes bases de preparación:
 - a) Activos vigentes a la fecha de transición cuya alta contable fue anterior al 1 de marzo de 2003, fecha hasta la cual fue permitida la actualización del valor de los mismos teniendo en cuenta los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda, todo lo cual fuera discontinuado por la Resolución General N° 441 de la CNV: 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: han sido valuados a su costo de adquisición y remedidos en dólares utilizando el tipo de cambio correspondiente a la fecha de incorporación o adquisición de cada activo.
- II. Las diferencias de conversión acumuladas a la fecha de transición a las NIIF adoptadas para Estados Contables Individuales, reconocidas en el patrimonio neto según los Principios de Contabilidad Previos, relacionados con las inversiones permanentes en el exterior y expuestas en la línea “Resultados diferidos” a dicha fecha, han sido imputadas a resultados acumulados.

El efecto generado por la aplicación inicial de las NIIF considerando los mencionados criterios ha sido imputado en la cuenta “Reserva especial ajuste inicial NIIF”, del Patrimonio Neto. Ver adicionalmente Nota 1.b.17).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

– 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.c sobre estimaciones y juicios contables.

– Bases de Consolidación

a) Criterio general

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 Integrales 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.

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.b.1.

La Sociedad, directa e indirectamente, posee participación de aproximadamente el 100% del capital de las sociedades consolidadas con excepción de las participaciones indirectas en Metrogas S.A. (“MetroGAS”) e YPF Tecnología S.A. (“YPF Tecnología”). Atento a lo mencionado previamente, no existen participaciones minoritarias materiales, tal como lo requiere la NIIF 12 “Exposición de participaciones en otras entidades”, que requiera desglose adicional de información.

b) Toma de control en sociedades

Tal como se detalla en la Nota 13, durante el segundo trimestre de 2013 la Sociedad tomó control de Gas Argentino S.A. (“GASA”), sociedad controlante de MetroGAS, y a partir de agosto de 2013, la Sociedad controla YPF Energía Eléctrica S.A. (“YPF Energía Eléctrica”), sociedad resultante de la escisión de activos de Pluspetrol Energy S.A.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

La Sociedad ha consolidado los resultados de las operaciones correspondientes a GASA, y consecuentemente de sus sociedades controladas, y a YPF Energía Eléctrica a partir de la toma de control de cada una de ellas. Los efectos contables de las transacciones antes mencionadas, dentro de lo que se incluye la alocaión del precio pagado entre los activos y pasivos adquiridos, se exponen en la Nota 13.

1.b) Políticas Contables Significativas

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

Moneda funcional:

YPF, sobre la base de los parámetros establecidos en la NIC 21 "Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera", ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense. Consecuentemente, las partidas no monetarias que se midan en términos de costo histórico, así como los resultados, son valuados en moneda funcional utilizando a tales fines el tipo de cambio de la fecha de transacción.

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 distinta a la moneda funcional se convierten 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 Integrales del ejercicio en que se producen.

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.

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 integrales 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".

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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.b.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".

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.b.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 producción para cada producto en forma individual.

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 de 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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.b.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 (ver Nota 1.a), 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 (ver Nota 2.f). Se valúan al costo de adquisición tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a NIIF (ver Nota 1.a), 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 (ver Nota 1.a), 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.
- 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 (ver Nota 1.a), 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 2013, 2012 y 2011.

1.b.5) Inversiones en sociedades

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 las 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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.b.1.

Las inversiones en sociedades en las que la Sociedad no posee control conjunto o influencia significativa, han sido valuadas al costo.

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

En el acápite b) del Anexo I se detallan las inversiones en sociedades.

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.b.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 (ver Nota 1.a).

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.

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.b.8, no supera su valor recuperable estimado.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	50
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	20 – 25
Infraestructura de distribución de gas natural	20 – 50
Equipos de transporte	5 – 25
Muebles y útiles e instalaciones	10
Equipos de comercialización	10
Instalaciones de generación de energía eléctrica	15 – 20
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.b.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 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. El detalle sobre los costos de pozos exploratorios en estado de evaluación, se describe en la Nota 2.g).

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 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.

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.b.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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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 N° 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.b.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 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 la UGE Downstream, la cual comprende principalmente los activos afectados a la refinación de petróleo crudo (o bien que complementan dicha actividad) y la comercialización de dichos productos, en la UGE MetroGAS, que incluye los activos relacionados con las actividades de distribución de gas natural y en la UGE YPF Energía Eléctrica, que incluye los activos relacionados con la actividad de generación y comercialización de energía eléctrica.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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 al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011.

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

- Criterio general de la Sociedad: 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 previsiones 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 (incluyendo las tarifas aplicables a la distribución de gas), 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.

Los flujos de efectivo de los negocios del Downstream e YPF Energía Eléctrica 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 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.

Para la valoración de los activos de la UGE MetroGAS, los flujos de fondos son elaborados en base a estimaciones respecto al comportamiento futuro de ciertas variables que resultan sensibles en la determinación del valor recuperable, entre las que se destacan: (i) naturaleza, oportunidad y modalidad de los incrementos de tarifas y reconocimiento de ajustes de costos; (ii) proyecciones de demanda de gas; (iii) evolución de los costos a incurrir, y; (iv) variables macroeconómicas como ser tasas de crecimiento, tasas de inflación, tipo de cambio, entre otras.

MetroGAS ha confeccionado sus proyecciones en el entendimiento de que obtendrá mejoras tarifarias acordes a la situación económica y financiera actual de dicha sociedad. Dentro de estas premisas, y en términos de estimaciones de incrementos de tarifas, los escenarios comprenden desde el ajuste de las mismas conforme lo han obtenido otras empresas del mercado, hasta la recuperación de las mismas teniendo en cuenta los niveles que existían en el año 2001 y con relación a las tarifas regionales en Sudamérica, especialmente en Brasil y Chile. Para la ponderación de los distintos escenarios se ha utilizado un enfoque de probabilidad asignándole una probabilidad de ocurrencia a cada proyección del flujo de fondos de cada escenario, basado en información objetiva presente. Sin embargo, MetroGAS no está en condiciones de asegurar que el comportamiento futuro de las premisas utilizadas para elaborar sus proyecciones estará en línea con lo estimado, por lo que podrían diferir significativamente con las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados contables.

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

i. Planes de retiro:

A partir del 1 de marzo de 1995, YPF y algunas de sus subsidiarias han 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 y algunas de sus subsidiarias antes de su retiro, únicamente en caso de renuncia bajo ciertas circunstancias o despido injustificado y, adicionalmente, en caso de muerte o incapacidad. Dichas compañías pueden 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 42, 41 y 46 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 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 466, 372 y 306 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

iii. Plan de beneficios basados en acciones:

Durante el presente ejercicio YPF ha decidido implementar Planes de Beneficios Basados en Acciones. Estos planes alcanzan a ciertos empleados de nivel ejecutivo y gerencial y a personal clave con conocimiento técnico crítico. Los planes mencionados tienen como objetivo el alineamiento del desempeño de los ejecutivos y del personal técnico clave con los objetivos del plan estratégico de la Sociedad.

Estos planes consisten en otorgar a cada empleado elegido para participar en los mismos acciones de la Sociedad con la condición que permanezca en la misma en el período que fuera oportunamente definido en el plan (período de hasta tres años desde la fecha de otorgamiento, en adelante “el período de servicio”), constituyendo esta última la condición única y necesaria para acceder a la retribución final pactada. La implementación de los presentes planes ha incluido la reconversión de ciertos planes de retribución a largo plazo existentes a la fecha. Consecuentemente, durante el mes de junio de 2013, la Sociedad ha reconvertido dichos planes existentes al nuevo esquema basado en acciones, revirtiendo un pasivo de 38 correspondiente a planes existentes al 31 de diciembre de 2012.

A los efectos contables, YPF registra los efectos de los planes de acuerdo a los lineamientos de la NIIF 2, “Pagos Basados en Acciones”. En este orden, el costo total de los planes otorgados es determinado a la fecha de la concesión de los mismos, utilizando el valor o precio de cotización de la acción en el mercado estadounidense. El costo antes mencionado es devengado en cada ejercicio en los resultados de la Sociedad en función del período de servicio, con contrapartida a una cuenta en el patrimonio neto denominada “Planes de Beneficios en acciones”.

Adicionalmente, YPF estima adquirir acciones propias en el mercado para hacer frente a estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2013 se han recomprado 1.232.362 acciones propias tanto en el mercado local como en el estadounidense. El costo de adquisición de dichas acciones ha sido registrado en la cuenta “Costo de adquisición de acciones propias” del patrimonio neto (ver adicionalmente sección 1.b.17) de la presente Nota).

Los cargos reconocidos en resultados correspondientes a los planes basados en acciones y conforme se menciona anteriormente, los cuales son agrupados atento a la similar naturaleza de cada uno de ellos, ascendieron a 43 por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

A continuación se detalla información vinculada a los planes vigentes en el ejercicio:

	Cantidad de acciones- Plan
Saldo al inicio del ejercicio	-
- Concedidas	1.769.015
- Liquidadas	(479.174)
- Expiradas	-
Saldo al cierre del ejercicio⁽¹⁾	1.289.841
	Total
Gasto reconocido durante el ejercicio	43
Valor de mercado de la acción al momento concesión (en dólares)	14,75

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 10 y 34 meses.

iv. 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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.

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.b.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, 1551/01, sus modificaciones y reglamentos, 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 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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.

1.b.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 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 relacionada con los contratos de construcción al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011:

	Contratos en curso			
	Ingresos del ejercicio	Costos incurridos más ganancias reconocidas acumuladas	Anticipos recibidos	Retenciones en pagos
2013	312	2.359	368	-
2012	684	889	122	-
2011	993	1.112	106	13

1.b.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.b.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 netas de las recompras realizadas según se menciona en la Nota 1.b.10).

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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.b.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.

A efectos de la contabilización del canje de deuda concursal de MetroGAS y de GASA por nuevas obligaciones negociables consumado el 11 de enero de 2013 y el 15 de marzo de 2013, respectivamente, según se describe en la Nota 2.i, la Sociedad ha seguido los lineamientos previstos en la NIIF 9, "Instrumentos Financieros".

La NIIF 9 establece que un intercambio de instrumentos de deuda entre un deudor y el correspondiente acreedor se contabilizará como una cancelación del pasivo financiero original y consiguiente reconocimiento de un nuevo pasivo financiero cuando los instrumentos tengan condiciones sustancialmente diferentes. La diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero cancelado y la contraprestación pagada, en la que se incluirá cualquier activo cedido diferente del efectivo o pasivo asumido, se reconocerá en el resultado del período o ejercicio. La Sociedad considera que las condiciones de las deudas concursales sujetas a canje son sustancialmente diferentes de las nuevas obligaciones negociables. Adicionalmente, la Sociedad ha evaluado y concluido satisfactoriamente respecto a los fondos con que estima contarán dichas sociedades para dar cumplimiento a las condiciones de la deuda que permiten el reconocimiento de la quita. Consecuentemente MetroGas y GASA han efectuado la registración de los canjes de deuda siguiendo los lineamientos antes mencionados. Asimismo, de acuerdo a la NIIF 9 las nuevas obligaciones negociables han sido reconocidas inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos y con posterioridad, se miden a costo amortizado (adicionalmente ver Nota 2.i). A efectos del reconocimiento inicial, el valor razonable de dicha deuda ha sido estimado utilizando la técnica de flujo de fondos descontados en ausencia de valores de cotización en mercado activo que sean representativos para el monto emitido.

1.b.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%.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 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, YPF tiene el derecho a obtener el reembolso del impuesto pagado por parte de los accionistas a quienes el impuesto mencionado le resultare aplicable, mediante el mecanismo de reembolso que YPF estime conveniente.

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 y en algunos casos abonar regalías equivalentes al 10% sobre la producción de hidrocarburos no convencionales (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 ("Ley de Emergencia Pública"), 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 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 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 descrito en la Resolución N° 394/2007.

1.b.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 suscrito 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 neto de las acciones propias en cartera mencionadas en el acápite siguiente "Acciones propias en cartera y Ajuste de acciones propias en cartera". 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".

Acciones propias en cartera y Ajuste de acciones propias en cartera

Corresponde a la reclasificación del valor nominal y su correspondiente ajuste por inflación (Ajuste del Capital) de acciones propias emitidas recompradas por YPF en los mercados, conforme es exigido por la normativa vigente de la CNV.

Planes de beneficios en acciones

Corresponde al saldo devengado acumulado relacionado al plan de beneficios en acciones según se menciona en la Nota 1.b.10.iii).

Costo de adquisición de acciones propias

Corresponde al costo incurrido en la adquisición de las acciones propias que YPF mantiene en cartera (ver adicionalmente 1.b.10.iii).

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.

Prima de negociación de acciones propias

Corresponde a la diferencia entre el valor devengado en relación con el Plan de beneficios en acciones y el costo de adquisición de las acciones de YPF para las acciones entregadas en relación con el mencionado plan.

En virtud del saldo deudor de la presente prima, la distribución de los resultados acumulados se encuentra restringida por el saldo de dicha prima.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales, YPF 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 2013, 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 YPF, por la cual se destina un monto específico para constituir una reserva para futuros dividendos.

Reserva para inversiones y Reserva para compra de acciones propias

Corresponden a las asignaciones efectuadas por la Asamblea de Accionistas de YPF, por la cual se destina un monto para afrontar inversiones futuras y para la compra de acciones propias para atender las obligaciones emergentes del plan de beneficios en acciones descrito en 1.b.10.iii y Nota 4.

Reserva especial ajuste inicial NIIF

Corresponde al ajuste inicial por la implementación de las NIIF cuya asignación fue aprobada en la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2013, todo ello conforme a la Resolución General N° 609 de la CNV.

Dicha reserva no podrá desafectarse para efectuar distribuciones en efectivo o en especie entre los accionistas o propietarios de YPF 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.

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.

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.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 cuales existan convenios para evitar la doble imposición, los cuales estarán sujetos a una alícuota menor.

Adicionalmente, con fecha 20 de septiembre de 2013 fue promulgada la Ley N° 26.893, que estableció modificaciones a la Ley de Impuesto a las Ganancias, y que determinó, entre otros temas, un gravamen en concepto del mencionado impuesto con carácter de pago único y definitivo del 10% sobre los dividendos que se distribuyan en dinero o en especie –excepto en acciones o cuotas partes– a beneficiarios del exterior, y a personas físicas residentes en el país, sin perjuicio de la retención del 35% antes mencionada. Las disposiciones de esta Ley entraron en vigencia el 23 de septiembre de 2013, fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Interés no controlante

Corresponde al porcentaje sobre los activos netos adquiridos y resultados de MetroGAS (30%) e YPF Tecnología (49%) representativos de los derechos sobre las acciones que no se encuentran en propiedad de YPF.

1.b.18) Combinación de negocios

Las combinaciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición al momento en que la Sociedad toma efectivamente el control de la compañía adquirida.

YPF reconocerá en sus estados contables, los activos identificables adquiridos, los pasivos asumidos, cualquier participación no controlante y de existir una plusvalía de acuerdo a lo establecido por la NIIF 3.

El costo de una adquisición se mide como la suma de la contraprestación transferida, medida al valor razonable a dicha fecha y el monto de cualquier participación no controlante de la adquirida. YPF medirá la participación no controlante en la adquirida a valor razonable o a la participación proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si la combinación de negocios se realiza en etapas, YPF medirá nuevamente su tenencia previa a la combinación al valor razonable a la fecha de adquisición y reconocerá una ganancia o pérdida en el estado de resultado integral.

La llave de negocio/plusvalía se mide al costo, como exceso de la contraprestación transferida respecto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos netos por YPF. Si esta contraprestación es inferior al valor razonable de los activos indentificables y de los pasivos asumidos, la diferencia se reconoce en el estado de resultado integral.

1.b.19) Nuevos estándares emitidos

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 han sido aplicadas por la Sociedad a partir del presente ejercicio, 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”.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 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.

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 impactó en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la sociedad, sino que sólo implicó nuevas revelaciones al Estado de Resultados Integrales.

La adopción de las normas e interpretaciones o modificaciones a las mismas mencionadas en los párrafos precedentes no ha tenido un impacto significativo 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”, así como las modificaciones introducidas a la NIC 27, “Estados Contables separados” y a la NIC 28, “Asociaciones y Negocios Conjuntos”, 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.

Las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, publicadas por el IASB y adoptadas o en proceso de adopción por parte de la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas y por la CNV, que no son de aplicación efectiva al 31 de diciembre de 2013 y no han sido adoptadas anticipadamente por la Sociedad, son las siguientes:

CINIIF 21 “Gravámenes”

En mayo 2013, el IASB emitió la interpretación CINIIF 21 “Gravámenes”, que resulta aplicable para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2014, permitiendo su aplicación anticipada.

La CINIIF 21 aborda la contabilización de un pasivo para pagar un gravamen impuesto por el gobierno de acuerdo con la legislación.

NIC 36 “Deterioro del valor de los activos”

En mayo 2013, el IASB modificó la NIC 36 “Deterioro del valor de los activos”, que resulta aplicable para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2014, permitiendo su aplicación anticipada.

La modificación de la NIC 36 altera los requerimientos de revelación respecto a la determinación del valor del deterioro de los activos.

NIC 39 “Instrumentos financieros: Reconocimiento y Medición”

En junio de 2013, el IASB introdujo una modificación limitada en la NIC 39 a los fines de permitir la continuidad de la contabilización de cobertura en los casos de novaciones de instrumentos derivados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 19 “Beneficios a empleados”

En noviembre de 2013, el IASB modificó la NIC 19 a los fines de simplificar la contabilización de las contribuciones efectuados por empleados o terceras partes a los planes de beneficios definidos, permitiendo el reconocimiento de las mencionadas contribuciones como una reducción del costo de servicios en el período en el cual se prestaron los servicios, en vez de atribuir las contribuciones al período de servicios.

Ciclo anual de mejoras a las NIIF

En diciembre 2013, el IASB publicó dos documentos conteniendo modificaciones a las NIIF que resultan aplicables mayormente para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de julio de 2014, permitiendo su aplicación anticipada.

La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la aplicación de las modificaciones, no obstante, estima que la aplicación de las mismas no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad, y que en algunos casos solamente implicará nuevas revelaciones.

1.c) 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.b.9), (4) la provisión para gastos de medio ambiente y la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos (Ver Nota 1.b.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.b.8 y 1.b.9).

La Sociedad 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 petróleo crudo y el gas natural 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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.

No obstante, periódicamente se realizan estudios a fin de profundizar el conocimiento de la situación ambiental de determinadas zonas geográficas en las que la Sociedad tiene actividades, a fin de establecer su estado, causas y remediaciones necesarias, así como en su caso en función de la antigüedad del problema, las responsabilidades del Estado Nacional en virtud de la obligación de mantener indemne a YPF por los pasivos que pudieran existir al 31 de diciembre de 1990. Hasta tanto no se terminen y evalúen tales estudios, la Sociedad no se encuentra en condiciones de estimar qué costos adicionales, si los hubiere, sería necesario incurrir. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación provisorias, sean requeridos.

En adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, que al 31 de diciembre de 2013 ascienden a 13.509, se han provisionado 1.690 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.

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.

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.d) 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.

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

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Activos financieros			
A Costo amortizado			
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	8.691	3.870	886
Otros créditos y anticipos ⁽¹⁾	4.018	1.392	1.529
Créditos por ventas ⁽¹⁾	7.468	4.059	3.337
A Valor razonable con cambios en los resultados			
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽²⁾	2.022	877	226

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

Pasivos financieros**A Costo amortizado**

Cuentas por pagar ⁽¹⁾	20.655	13.014	11.256
Préstamos ⁽³⁾	31.890	17.104	12.198
Provisiones ⁽¹⁾	485	416	500

(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 2013, 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 33.784, 17.238 y 12.264 al 31 de diciembre de 2013, 2012, y 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.

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 10% 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 2013:

	Incremento (+) / disminución (-) del tipo de cambio del peso respecto del dólar	31 de diciembre de 2013
Efecto en el resultado antes de impuestos correspondiente a activos y pasivos financieros	+10%	759
	-10%	(759)

Durante el mes de enero de 2014, el tipo de cambio del dólar estadounidense con relación al peso en el mercado libre de cambios se incrementó en aproximadamente un 23% pasando de \$6,52 al cierre del ejercicio 2013 a un valor en el entorno de \$8 desde el 24 de enero en adelante, manteniéndose en ese orden hasta la fecha de emisión de los presentes estados contables. La Sociedad estima que el efecto de la mencionada devaluación aplicada sobre la posición de activos y pasivos financieros netos al 31 de diciembre de 2013, y considerando adicionalmente el efecto sobre la posición de otros activos y pasivos no financieros a la misma fecha y su correspondiente efecto sobre la estimación de la provisión de impuesto a la ganancias e impuesto diferido, no tendría un efecto significativo sobre los resultados de la Sociedad en el ejercicio 2014.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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 2013 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 60% (19.266) 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 2013. 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.

La Sociedad no utiliza habitualmente 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 2013 según el tipo de tasa aplicable:

	31 de diciembre de 2013	
	Activos Financieros ⁽¹⁾	Pasivos Financieros ⁽²⁾
Tasa de interés fija	4.078	17.158
Tasa de interés variable	2.102	14.732
Total	6.180	31.890

- (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.

La porción de deuda a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de las tasas BADLAR y LIBOR, de la cual 10.939 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread entre 2,25% y 4,75% y 3.642 una tasa de interés variable LIBOR más un spread entre 4,00% y 7,50%. También existen 151 que devengan una tasa de interés del 19% anual más el porcentaje correspondiente al incremento de producción de petróleo y gas de la Sociedad, con un tope máximo del 24% anual.

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.

	Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013
Efecto en el resultado después de impuestos	+100	(84)
	-100	84

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 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.b.16 y 11.c, limitando en consecuencia en el corto plazo los efectos de la volatilidad de precios en el mercado internacional.

Al 31 de diciembre de 2013, 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 ejercicio. Al 31 de diciembre de 2013 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 13.211, considerando efectivo por 4.533, otros activos financieros líquidos por 6.180, financiación bancaria y líneas de crédito disponibles por 2.500. Con posterioridad al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad ha obtenido una línea de crédito con el Tesoro Nacional por 8.500. Adicionalmente, YPF tiene capacidad de emitir deuda bajo el programa global de obligaciones negociables aprobado originalmente por la Asamblea en 2008, ampliado en septiembre de 2012 y en abril de 2013 (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.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes al 31 de diciembre de 2013:

	31 de diciembre de 2013						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⁾	20.185	412	40	-	-	18	20.655
Préstamos	8.814	3.379	5.986	3.599	5.892	4.220	31.890
Provisiones	409	52	24	-	-	-	485

(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 2013, la Sociedad ha acordado, entre otras cosas, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre sus activos. Además, aproximadamente el 19% de la deuda financiera pendiente de pago al 31 de diciembre de 2013 está sujeta a compromisos financieros relacionados con el ratio de apalancamiento y el ratio de deuda de cobertura de servicio de deuda.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

Una parte de la 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 la 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). A la fecha de emisión de estos estados contables hemos obtenido dispensas formales de la totalidad de los acreedores financieros correspondiente a la deuda vigente y sujeta a las cláusulas mencionadas al momento del cambio de control de la Sociedad mencionado en la Nota 4. Adicionalmente, y con relación a la deuda financiera de las sociedades controladas por YPF, GASA y MetroGAS, ver Nota 2.i) a los presentes estados contables consolidados.

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 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 2013, 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 2013:

	Exposición máxima al 31 de diciembre de 2013
Efectivo y equivalentes de efectivo	10.713
Otros activos financieros	11.486

A continuación se incluye una apertura de los activos financieros vencidos al 31 de diciembre de 2013.

	Créditos por ventas corrientes	Otros créditos y anticipos corrientes
Vencidos con menos de tres meses	357	208
Vencidos entre 3 y 6 meses	272	52
Vencidos con más de 6 meses	702	99
	1.331	359

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 658 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 19. Estas provisiones representan la mejor estimación de la Sociedad de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

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 2.131 y 1.965 al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, YPF ejecutó garantías recibidas por un importe de 4. Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, esta cifra ascendió a 2 y 6, respectivamente.

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 2013 y comparativos

2.a) Efectivo y equivalentes de efectivo:

	2013	2012	2011
Caja y bancos	4.533	950	777
Colocaciones transitorias a corto plazo	4.158	2.920	109
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	2.022	877	226
	<u>10.713</u>	<u>4.747</u>	<u>1.112</u>

2.b) Créditos por ventas:

	2013		2012		2011	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	60	8.066	20	4.538	22	3.769
Provisión para deudores por venta de cobro dudoso	(6)	(652)	(5)	(494)	-	(454)
	<u>54</u>	<u>7.414</u>	<u>15</u>	<u>4.044</u>	<u>22</u>	<u>3.315</u>

(1) Ver adicionalmente Nota 6.

Evolución de la provisión para deudores por venta de cobro dudoso

	2013		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	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso corriente
Saldo al inicio del ejercicio	5	494	-	454	465
Aumentos con cargo a resultados	-	191	-	56	63
Aplicaciones con cargo a resultados	-	(73)	-	(25)	(73)
Cancelaciones por pago/utilización	-	-	-	(2)	(6)
Diferencia de conversión	1	40	-	16	5
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	5	(5)	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>6</u>	<u>652</u>	<u>5</u>	<u>494</u>	<u>454</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

2.c) Otros créditos y anticipos:

	2013		2012		2011	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Deudores por servicios	-	377	-	223	-	227
Créditos de impuestos, reembolsos por exportaciones e incentivos a la producción	22	1.233	10	750	9	1.022
Aportes a Fideicomiso Obra Sur	67	34	83	17	98	21
Préstamos a clientes y saldos con sociedades relacionadas ⁽¹⁾	517	81	385	77	347	217
Depósitos en garantía	397	253	7	193	40	176
Gastos pagados por adelantado	11	490	8	239	22	274
Anticipo y préstamos a empleados	3	166	-	106	-	104
Anticipo a proveedores y despachantes de aduana ⁽²⁾	-	1.062	-	542	-	563
Créditos con socios de Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	1.852 ⁽³⁾	595 ⁽³⁾	600	129	278	56
Seguros a cobrar (Nota 11.b)	-	1.956	-	-	-	-
Diversos	62	357	69	455	97	221
	<u>2.931</u>	<u>6.604</u>	<u>1.162</u>	<u>2.731</u>	<u>891</u>	<u>2.881</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	-	(98)	-	(96)	-	(93)
Provisión para valorar otros créditos a su valor recuperable	(4)	-	(1)	-	(9)	-
	<u>2.927</u>	<u>6.506</u>	<u>1.161</u>	<u>2.635</u>	<u>882</u>	<u>2.788</u>

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

(2) Incluye, entre otros, anticipos a despachantes de aduana que principalmente corresponden a adelantos para el pago de impuestos y derechos vinculados a la importación de combustibles y bienes.

(3) Incluye el crédito relacionado con el acuerdo de proyectos de inversión con Chevron Corporation (ver Nota 11.c).

Evolución de las provisiones de otros créditos y anticipos

	2013		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	Provisión para valorar otros créditos a su valor recuperable no corriente	Provisión para otros créditos de cobro dudoso corriente
Saldo al inicio del ejercicio	1	96	9	93	16	93
Aumentos con cargo a resultado	3	2	-	3	-	-
Aplicaciones con cargo a resultado	-	-	(4)	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	-	(4)	-	(7)	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>4</u>	<u>98</u>	<u>1</u>	<u>96</u>	<u>9</u>	<u>93</u>

2.d) Bienes de cambio:

	2013	2012	2011
Productos destilados	5.713	4.316	3.608
Petróleo crudo y gas natural	3.451	1.813	1.733
Productos en procesos	115	106	68
Obras para terceros en ejecución	107	230	256
Materia Prima, Envases y Otros	495	457	341
	<u>9.881⁽¹⁾</u>	<u>6.922⁽¹⁾</u>	<u>6.006⁽¹⁾</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, el valor neto de los bienes de cambio no difiere en forma significativa de su costo.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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.e) Inversiones en sociedades:

	2013	2012	2011
Participación en sociedades (Anexo I)	2.136	1.926	2.070
Provisión para desvalorización de participación en sociedades	(12)	(12)	(57)
	<u>2.124</u>	<u>1.914</u>	<u>2.013</u>

2.f) Evolución de los Activos Intangibles:

Cuenta principal	2013					Valor al cierre del ejercicio	2012	2011
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Costo			
Concesiones de Servicios	2.769	201	931	16		3.917		
Derechos de Exploración	408	264	161	(32)		801		
Otros Intangibles	1.266	159	455	(1)		1.879		
Total 2013	<u>4.443</u>	<u>624</u>	<u>1.547</u>	<u>(17)</u>		<u>6.597</u>		
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	2013					Valor residual al 31-12	2012	2011
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión			
Concesiones de Servicios	1.839	-	4-5%	94	618	2.551	1.366	930
Derechos de Exploración	6	(20)	-	17	5	8	793	402
Otros Intangibles	1.106	(4)	7-33%	86	404	1.592	287	160
Total 2013	<u>2.951</u>	<u>(24)</u>		<u>197</u>	<u>1.027</u>	<u>4.151</u>	<u>2.446</u>	
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>

La Sociedad no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011.

Concesiones de servicios: La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones durante un plazo de 35 años, el cual puede ser extendido por un período adicional de 10 años, para el transporte de petróleo, gas y derivados luego de la presentación de ofertas licitatorias competitivas. En virtud de la Ley N° 26.197, los gobiernos provinciales correspondientes tienen las mismas facultades. Dentro de este marco regulatorio, los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el transporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El titular de una concesión de transporte tiene el derecho de:

- Transportar petróleo, gas y derivados.
- Construir y operar ductos de petróleo, gas y derivados, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, ferrocarriles y otras instalaciones y equipos necesarios para la operación eficiente de un sistema de tuberías.

Asimismo, el titular de una concesión de transporte tiene la obligación de transportar hidrocarburos para terceros, sin discriminación, a cambio de una tarifa. Esta obligación, no obstante, se aplica a los productores de petróleo o de gas sólo en la medida en que el titular de la concesión tuviere capacidad adicional disponible y está expresamente subordinada a los requerimientos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte correspondientes están sujetas a aprobación de la Secretaría de Energía para oleoductos y derivados de petróleo, y por el ENARGAS para gasoductos. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos e instalaciones asociadas se revierten al Estado Argentino sin ningún pago al titular.

Dentro de lo mencionado precedentemente, la Ley de Privatización otorgó a la Sociedad las concesiones de transporte por 35 años en relación con las instalaciones de transporte que operaba Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. a tal fecha. Los principales ductos relacionados con dichas concesiones de transporte son los siguientes:

- La Plata / Dock Sud
- Puerto Rosales / La Plata

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

- 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.

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

	2013	2012	2011
Valor residual de bienes de uso	93.662	57.103	43.645
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(166)	(132)	(123)
	93.496	56.971	43.522

Cuenta principal	2013				Valor al cierre del ejercicio
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto de conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	
Terrenos y edificios	4.954	105	1.554	352	6.965
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	121.313	5.380	41.979	11.205	179.877
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	18.272	5	6.384	4.606	29.267
Equipos de transporte	1.022	39	333	72	1.466
Materiales y equipos en depósito	3.375	4.288	1.183	(3.270)	5.576
Perforaciones y obras en curso	13.658	23.812	4.992	(22.622)	19.840
Perforaciones exploratorias en curso ⁽⁴⁾	955	911	296	(1.235)	927
Muebles y útiles e instalaciones	1.641	17	530	79	2.267
Equipos de comercialización	2.851	3	982	248	4.084
Infraestructura de distribución de gas natural	-	2.730	-	(8)	2.722
Instalaciones de generación de energía eléctrica	-	1.542	-	-	1.542
Otros bienes	2.802	388	888	(8)	4.070
Total 2013	170.843	39.220 ⁽⁵⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾	59.121	(10.581) ⁽⁶⁾	258.603
Total 2012	135.618	16.209 ⁽⁵⁾	20.282	(1.266) ⁽¹⁾	170.843
Total 2011	113.531	13.817 ⁽⁵⁾	9.287	(1.017) ⁽¹⁾	135.618

Cuenta principal	2013					Acumulada al cierre del ejercicio	Valor residual	2012	2011
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión			Valor residual	Valor residual
Terrenos y edificios	2.048	(4)	2%	144	616	2.804	4.161	2.906	2.546
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	93.306	(1.459)	(2)	9.752	32.073	133.672	46.205 ⁽³⁾	28.007 ⁽³⁾	23.778 ⁽³⁾
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	12.427	(44)	4-5%	1.005	4.223	17.611	11.656	5.845	3.752
Equipos de transporte	701	(10)	4-20%	101	230	1.022	444	321	195
Materiales y equipos en depósito	-	-	-	-	-	-	5.576	3.375	2.076
Perforaciones y obras en curso	-	-	-	-	-	-	19.840	13.658	9.152
Perforaciones exploratorias en curso ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	927	955	419
Muebles y útiles e instalaciones	1.392	-	10%	144	454	1.990	277	249	199
Equipos de comercialización	2.143	-	10%	162	729	3.034	1.050	708	461
Infraestructura de distribución de gas natural	-	-	2-5%	1.107	-	1.107	1.615	-	-
Instalaciones de generación de energía eléctrica	-	-	5-7%	1.060	-	1.060	482	-	-
Otros bienes	1.723	(13)	10%	355	576	2.641	1.429	1.079	1.067
Total 2013	113.740	(1.530) ⁽⁶⁾		13.830 ⁽⁷⁾⁽⁸⁾	38.901	164.941	93.662		
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

(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.b.6).

(3) Incluye 3.748, 2.800 y 1.601 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

(4) Existen 55 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2013. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha, se han iniciado 50 pozos, 22 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 24 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta propiedad minera, pozos y equipos de explotación.

(5) Incluye 4.357, (276) y 695 de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

(6) Incluye 91 en relación a la baja de los Activos del Coke A vinculados al incidente que afectó a la Refinería La Plata en abril de 2013, como consecuencia del temporal que tuvo lugar en dicha ciudad (ver adicionalmente Nota 11.b) y 6.708 de bajas de activos relacionados a los Acuerdos de Proyectos de Inversión (ver adicionalmente Nota 11.c).

(7) Incluye 3.137 y 1.352 de altas y amortización acumulada, respectivamente, correspondiente a GASA a la fecha de toma de control (ver Nota 13).

(8) Incluye 1.878 y 1.242 de altas y amortización acumulada, respectivamente, correspondiente a YPF Energía Eléctrica a la fecha de escisión (ver Nota 13).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

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

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

Tal como se describe en la Nota 1.b.6, YPF capitaliza los costos financieros como parte del costo de los activos. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 la tasa de capitalización anualizada promedio ha sido 12,03%, 8,55% y 5,91% y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 605, 340 y 125 respectivamente para los ejercicios mencionados.

A continuación se describe la evolución de la provisión para materiales y equipos obsoletos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011:

	2013	2012	2011
Saldo al inicio del ejercicio	132	123	115
Aumentos con cargo a resultado	16	22	21
Aplicaciones con cargo a resultado	-	(23)	-
Cancelaciones por utilización	-	(4)	(26)
Diferencia de Conversión	18	14	13
Saldo al cierre del ejercicio	166	132	123

A continuación se expone la evolución que han tenido los costos de los pozos exploratorios que al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 se encuentran en estado de evaluación:

	2013	2012	2011
Saldo al inicio del ejercicio	815	160	136
Incrementos pendientes de determinación de reservas	424	683	155
Disminuciones imputadas contra Gastos de Exploración	(255)	(35)	-
Reclasificaciones hacia Propiedad Minera, pozos y equipos de perforación con reservas probadas	(481)	(63)	(143)
Diferencia de Conversión	207	70	12
Saldo al cierre del ejercicio	710	815	160

El cuadro siguiente, muestra los costos de pozos exploratorios capitalizados por un período mayor a un año y el número de proyectos relacionados a dichos costos, al 31 de diciembre de 2013.

	Monto	Cantidad de Proyectos	Cantidad de Pozos
Entre 1 y 5 años	143	3	4
Mayores a 5 años	-	-	-
Total	143	3	4

2.h) Cuentas por pagar:

	2013		2012		2011	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	153	17.360	35	10.705	33	9.494
Participación en Sociedades con patrimonio neto negativo	-	127	-	4	-	-
Extensión de Concesiones – Provincias de Chubut, Mendoza, Santa Cruz y Neuquén	275	1.036	104	936	-	451
Proveedores de Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	-	1.193	-	798	-	714
Diversos	42	596	23	413	27	536
	470	20.312	162	12.856	60	11.195

(1) Ver adicionalmente Nota 6.

2.i) Préstamos:

	Tasa de Interés ⁽¹⁾	Vencimiento de Capital	2013		2012		2011	
			No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones Negociables ⁽²⁾	0,10-24,00%	2013 -2028	20.474	4.296	9.216	725	678	313
Otras deudas financieras	2,00-32,00%	2013 - 2018	2.602 ⁽³⁾⁽⁴⁾	4.518 ⁽³⁾⁽⁴⁾	2.884	4.279	3.757	7.450
			23.076	8.814	12.100	5.004	4.435	7.763

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2013.

(2) Se exponen netas de 137, 450 y 75 de Obligaciones Negociables propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

(3) Incluyen aproximadamente 5.715 que corresponden a préstamos pactados en dólares y devengan interés a tasas de entre 2,00% y 8,25%.

(4) Incluye 926 correspondientes a préstamos otorgados por el Banco Nación Argentina, denominados en pesos, de los cuales 424 devengan tasa fija de 15% hasta diciembre de 2015 y luego tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos y 502 devengan tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos con un tope de 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 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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											
Emisión						2013		2012		2011			
Mes	Año	Valor Nominal	Clase	Tasa de Interés ⁽⁴⁾	Vencimiento del Capital	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente		
- YPF:													
-	1998	US\$ 100	(1) (7) (3)	-	Fija	10,00%	2028	534	10	40	1	377	7
Marzo	2010	US\$ 70	(2) (7)	Clase III	-	-	-	-	-	347	301	5	
Junio	2011	\$ 300	(2) (7)	Clase V	-	-	-	-	-	-	-	301	
Septiembre	2012	\$ 100	(2) (7)	Clase VI	-	-	-	-	-	101	-	-	
Septiembre	2012	\$ 200	(2) (7)	Clase VII	Variable BADLAR más 3%	21,73%	2014	-	202	200	2	-	-
Septiembre	2012	\$ 1200	(2) (5) (7)	Clase VIII	Variable BADLAR más 4%	22,73%	2015	800	413	1.200	11	-	-
Octubre	2012	US\$ 130	(2) (6) (7)	Clase IX	Fija	5,00%	2014	-	853	636	7	-	-
Octubre y Diciembre	2012	US\$ 552	(2)(5)(6)(7)	Clase X	Fija	6,25%	2016	3.587	45	2.702	34	-	-
Noviembre y Diciembre	2012	\$ 2.110	(2) (5) (7)	Clase XI	Variable BADLAR más 4,25%	22,48%	2017	2.110	64	2.110	56	-	-
Diciembre	2012	\$ 150	(2) (7)	Clase XII	-	-	-	-	-	151	-	-	-
Diciembre y Marzo	2012/3	\$ 2.828	(2) (5) (7)	Clase XIII	Variable BADLAR más 4,75%	23,60%	2018	2.828	22	2.328	15	-	-
Marzo	2013	\$ 300	(2) (7)	Clase XIV	Fija	19,00%	2014	-	304	-	-	-	-
Marzo	2013	US\$ 230	(2) (6) (7)	Clase XV	Fija	2,50%	2014	-	1.497	-	-	-	-
Mayo	2013	\$ 300	(2) (7)	Clase XVI	Fija	19,00%	2014	-	303	-	-	-	-
Abril	2013	\$ 2.250	(2) (5)	Clase XVII	Variable BADLAR más 2,25%	21,46%	2020	2.250	83	-	-	-	-
Abril	2013	US\$ 61	(2) (6) (7)	Clase XVIII	Fija	0,1%	2015	397	-	-	-	-	-
Abril	2013	US\$ 89	(2) (6)	Clase XIX	Fija	1,29%	2017	579	1	-	-	-	-
Junio	2013	\$ 1.265	(2) (5)	Clase XX	Variable BADLAR más 2,25%	21,03%	2020	1.265	10	-	-	-	-
Julio	2013	\$ 100	(2)	Clase XXI	Fija	19,00%	2014	-	101	-	-	-	-
Julio	2013	US\$ 92	(2) (6)	Clase XXII	Fija	3,50%	2020	510	89	-	-	-	-
Octubre	2013	US\$ 150	(2)	Clase XXIV	Variable LIBOR más 7,50%	7,74%	2018	860	125	-	-	-	-
Octubre	2013	\$ 300	(2)	Clase XXV	Variable BADLAR más 3,24%	22,45%	2015	300	13	-	-	-	-
Diciembre	2013	US\$ 500	(2)	Clase XXVI	Fija	8,875%	2018	3.251	10	-	-	-	-
Diciembre	2013	\$ 150	(2)	Clase XXVII	Variable ⁽⁸⁾	24%	2014	-	151	-	-	-	-
- MetroGAS:													
Enero	2013	US\$ 163		Serie A-L	Fija	8,875%	2018	840	-	-	-	-	-
Enero	2013	US\$ 16		Serie A-U	Fija	8,875%	2018	91	-	-	-	-	-
- GASA:													
Marzo	2013	US\$ 51		Serie A-L	Fija	8,875%	2015	262	-	-	-	-	-
Marzo	2013	US\$ 1		Serie A-U	Fija	8,875%	2015	10	-	-	-	-	-
						20.474	4.296	9.216	725	678	313		

(1) Corresponde al Programa Global 1997 por el monto de US\$ 1.000 millones.

(2) Corresponde al Programa Global 2008 por el monto de US\$ 5.000 millones.

(3) La Sociedad ha otorgado a ciertos tenedores de la presente emisión de obligaciones negociables una opción de venta ("put") de dichos títulos a su valor nominal, por un monto de hasta aproximadamente 444, la cual puede ser ejercida entre los años 2020 y 2028.

(4) Tasa de interés vigente al 31 de diciembre de 2013.

(5) La ANSES y/o el Fondo Argentino de Hidrocarburos han participado de la suscripción primaria 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.

(6) 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.

(7) A la fecha de emisión de los presentes estados contables, la Sociedad ha dado cumplimiento total al destino de los fondos detallados en los suplementos de precios correspondientes.

(8) Devengarán intereses a una tasa variable anual equivalente a la suma de una tasa de interés mínima del 19% más un margen sujeto a la producción total de hidrocarburos de YPF (gas natural y petróleo - condensado y gasolina) de acuerdo a la información de la Secretaría de Energía de la Nación hasta una Tasa de interés máxima del 24%.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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

– Obligaciones negociables de YPF

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. Con posterioridad a la fecha antes mencionada, el monto del programa fue ampliado mediante aprobación de las correspondientes asambleas de accionistas, totalizando actualmente dicha aprobación un monto nominal máximo en circulación de US\$ 5.000 millones, o su equivalente en otras monedas. Los fondos provenientes de dicho Programa podrán tener como destino cualquiera de las alternativas previstas en el artículo 3 de la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus normas complementarias.

– *Obligaciones Negociables de MetroGas S.A. y Gas Argentino S.A. - Reestructuración de deuda:*

• MetroGas:

En cumplimiento del acuerdo preventivo de acreedores en el cual se encuentra MetroGas, el 11 de enero de 2013 MetroGAS emitió nuevas obligaciones negociables (las “nuevas obligaciones negociables de MetroGAS”) las que fueron otorgadas en canje a los acreedores financieros y no financieros verificados y declarados admisibles.

Con fecha 1 de febrero y el 13 de febrero de 2013 MetroGAS presentó al Juzgado interviniente la documentación que avala el cumplimiento del canje de deuda y la emisión de las nuevas obligaciones negociables de MetroGAS a efectos de obtener el levantamiento de las inhibiciones generales y la declaración legal del cumplimiento del concurso en los términos y condiciones del art. 59 de la Ley de Concursos y Quiebras.

La emisión de las nuevas obligaciones negociables de Metrogas fue aprobada por la CNV el 26 de diciembre de 2012, dentro del marco del Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables de MetroGAS por un valor nominal de hasta US\$ 600 millones.

MetroGAS emitió las nuevas obligaciones negociables para ser entregadas en canje por obligaciones negociables preexistentes:

- Serie A-L por un monto de US\$ 163.003.452
- Serie B-L por un monto de US\$ 122.000.000,

y en canje por la deuda no financiera de MetroGAS Obligaciones Negociables

- Serie A-U por un monto de US\$ 16.518.450
- Serie B-U por un monto de US\$ 13.031.550.

Desde la fecha de emisión, todas las obligaciones de MetroGAS de acuerdo a los términos de las Obligaciones Negociables preexistentes y de la deuda no financiera preexistente fueron terminadas y todos los derechos, intereses y beneficios allí estipulados fueron anulados y cancelados. Consecuentemente, las Obligaciones Negociables preexistentes y la deuda no financiera preexistente fueron extinguidas y ya no constituyen obligaciones exigibles a MetroGAS. En este orden, la contabilización del canje de deuda fue realizado como una extinción de deuda siguiendo los lineamientos de la NIIF 9. El resultado antes del efecto impositivo de la reestructuración de la deuda concursal de MetroGAS fue reconocido por dicha sociedad durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2013. Dado que dicho resultado fue reconocido por MetroGAS con anterioridad a la toma de control por parte de YPF, el efecto derivado del mismo ha sido considerado en la contabilización inicial de la adquisición de MetroGAS (ver Nota 13).

El capital de las nuevas Obligaciones Negociables de MetroGAS Clase A se amortizará en su totalidad a su vencimiento el 31 de diciembre de 2018 en un único pago. Las Nuevas Obligaciones Negociables de MetroGAS Clase A devengarán intereses a una tasa nominal anual del 8,875%. Las Nuevas Obligaciones Negociables de MetroGAS Clase B con vencimiento en 2018 sólo devengarán intereses si se produjere un Hecho

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

Desencadenante (dentro de lo que se encuadra la caducidad anticipada ante supuestos de incumplimiento previstos en las obligaciones negociables emitidas) dentro de la Fecha Límite, y en el caso que no se haya producido el Hecho Desencadenante, las Nuevas Obligaciones Negociables de MetroGAS Clase B serán canceladas automáticamente y MetroGAS nada deberá por ellas. Los intereses de las Series A-L y A-U se pagarán semestralmente por período vencido el 30 de junio y el 31 de diciembre de cada año, si bien MetroGAS ha ejercido la opción de capitalizar el 100% de los intereses devengados entre la fecha de emisión y el 30 de junio de 2013 y el 50% de los intereses devengados entre el 1 de julio de 2013 y el 31 de diciembre de 2013, tiene la opción de capitalizar el 50% de los intereses a devengar entre el 1 de enero de 2014 y el 30 de junio de 2014.

Adicionalmente, de acuerdo con los términos y condiciones de emisión de las Nuevas Obligaciones Negociables de MetroGAS, ésta y sus subsidiarias, deberán cumplir con ciertas restricciones vinculadas a endeudamiento, pagos restringidos (incluyendo dividendos), constitución de gravámenes, entre otras.

- GASA:

En cumplimiento del acuerdo del concurso preventivo de acreedores de GASA, el 15 de marzo de 2013 GASA procedió a canjear las obligaciones negociables existentes en manos de los acreedores financieros y las acreencias de los acreedores no financieros verificados y declarados admisibles por las Nuevas Obligaciones Negociables.

La Sociedad emitió las nuevas obligaciones negociables (las “Nuevas Obligaciones Negociables de GASA”) para ser entregadas en canje por obligaciones negociables preexistente:

- Serie A-L por un monto de US\$ 50.760.000
- Serie B-L por un monto de US\$ 67.510.800

y en canje por la deuda no financiera de la Sociedad Obligaciones Negociables:

- Serie A-U por un monto de US\$ 1.306.528
- Serie B-U por un monto de US\$ 1.737.690

La emisión de las Nuevas Obligaciones Negociables de GASA series AL y BL fue aprobada por la CNV el 5 de febrero de 2013.

Desde la fecha de emisión, todas las obligaciones de la GASA de acuerdo a los términos de las Obligaciones Negociables preexistentes y de la deuda no financiera preexistente fueron terminadas y todos los derechos, intereses y beneficios allí estipulados fueron anulados y cancelados. Consecuentemente, las Obligaciones Negociables preexistentes y la deuda no financiera preexistente fueron extinguidas y ya no constituyen obligaciones exigibles a GASA. La contabilización del canje de deuda fue realizado como una extinción de deuda siguiendo los lineamientos de la NIIF 9. El resultado antes del efecto impositivo de la reestructuración de la deuda concursal de GASA fue reconocido por dicha sociedad en resultados durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2013. Dado que dicho resultado fue reconocido por GASA con anterioridad a la toma de control por parte de YPF, el efecto derivado del mismo ha sido considerado en la contabilización inicial de la adquisición de GASA (ver Nota 13).

El capital de las Nuevas Obligaciones Negociables de GASA Clase A se amortizará en su totalidad a su vencimiento el 31 de diciembre de 2015 en un único pago. Si GASA pagase el total de los intereses devengados y no capitalizados hasta dicha fecha, y del capital correspondiente a los intereses que se hubieren capitalizado con arreglo a los términos de emisión, entonces el vencimiento de las nuevas Obligaciones Negociables de GASA operará el 31 de diciembre de 2016. Las Nuevas Obligaciones Negociables de GASA Clase A devengarán intereses a una tasa nominal anual del 8,875%. Las Nuevas Obligaciones Negociables de GASA Clase B con vencimiento en 2015 sólo devengarán intereses si se produjere un Hecho Desencadenante (dentro de lo que se encuadra la caducidad anticipada ante supuestos de incumplimiento previstos en las obligaciones negociables emitidas) dentro de la Fecha Límite, y en el caso que no se haya producido el Hecho Desencadenante, las Nuevas Obligaciones Negociables de GASA Clase B serán canceladas automáticamente

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

y GASA nada deberá por ellas. Los intereses se pagarán semestralmente por período vencido el 15 de junio y el 15 de diciembre de cada año, si bien GASA tendrá la opción de capitalizar el 100% de los intereses devengados entre la fecha de emisión y el 15 de diciembre de 2015. GASA ha ejercido esta opción para los intereses devengados entre la fecha de emisión y el 15 de diciembre de 2013.

Adicionalmente, de acuerdo con los términos y condiciones de emisión de las Nuevas Obligaciones Negociables, GASA y sus subsidiarias, deberán cumplir con ciertas restricciones vinculadas a endeudamiento, pagos restringidos (incluyendo dividendos), constitución de gravámenes, entre otras.

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 2012	136	16	2.892	122	677	489	6.958	193
Aumentos con cargos a resultados	3	-	1.877	29	208	551	719	-
Aplicaciones con cargos a resultados	-	-	(90)	(41)	-	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(16)	-	(160)	-	(432)	-	(105)
Diferencias de conversión	46	5	579	9	138	59	1.355	29
Reclasificaciones y otros movimientos	(17)	17	(238)	200	(259)	259	4.188 ⁽¹⁾	172 ⁽¹⁾
Saldo al 31 de diciembre de 2013	168	22	5.020	159	764⁽²⁾	926⁽³⁾	13.220	289

	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 ⁽¹⁾
Saldo al 31 de diciembre de 2012	136	16	2.892	122	677⁽²⁾	489⁽³⁾	6.958	193

	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	143	14	2.167	118	567⁽²⁾	581⁽³⁾	6.329	252

(1) Incluye 4.357, (276) y 695 correspondientes al recálculo anual de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos que tienen contrapartida en activos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

(2) Incluye 550, 431 y 346 de provisiones medioambientales de YPF Holdings Inc. 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

(3) Incluye 268, 145 y 278 de provisiones medioambientales de YPF Holdings Inc. al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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.k) Ingresos, costo de ventas y gastos:**Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011****Ingresos ordinarios**

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Ventas ⁽¹⁾	92.978	68.817	57.054
Ingresos por contratos de construcción	312	684	993
Impuesto a los ingresos brutos	(3.177)	(2.327)	(1.836)
	<u>90.113</u>	<u>67.174</u>	<u>56.211</u>

(1) Incluye los ingresos vinculados al Plan de incentivos para la inyección excedente creado por la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de inversiones de hidrocarburos (ver Nota 11.c).

Costo de ventas

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Existencia al inicio	6.922	6.006	3.748
Compras	26.323	17.974	17.679
Costos de producción	42.980	32.374	25.354
Diferencia de conversión	2.227	835	368
Existencia final	(9.881)	(6.922)	(6.006)
Costo de ventas	<u>68.571</u>	<u>50.267</u>	<u>41.143</u>

Gastos

	<u>2013</u>				<u>2012</u>	<u>2011</u>	
	<u>Costos de producción</u>	<u>Gastos de administración</u>	<u>Gastos de comercialización</u>	<u>Gastos de exploración</u>	<u>Total</u>	<u>Total</u>	<u>Total</u>
Sueldos y cargas sociales	4.211	963 ⁽²⁾	634	98	5.906	4.488	3.493
Honorarios y retribuciones por servicios	393	800 ⁽²⁾	154	14	1.361	1.075	837
Otros gastos de personal	1.108	177	62	23	1.370	997	852
Impuestos, tasas y contribuciones	1.123	62	2.704	4	3.893 ⁽¹⁾	2.680 ⁽¹⁾	2.902 ⁽¹⁾
Regalías, servidumbres y cánones	5.845	2	13	11	5.871	4.469	3.546
Seguros	520	19	53	-	592	255	182
Alquileres de inmuebles y equipos	1.747	12	194	3	1.956	1.481	1.054
Gastos de estudio	-	-	-	77	77	32	52
Depreciación de bienes de uso	10.766	179	291	-	11.236	8.129	6.438
Amortización de activos intangibles	95	73	13	16	197	152	61
Materiales y útiles de consumo	1.992	19	127	5	2.143	1.561	1.120
Contrataciones de obra y otros servicios	2.540	106	397	-	3.043	2.937	3.282
Conservación, reparación y mantenimiento	7.673	104	169	13	7.959	5.922	4.154
Compromisos contractuales	167	2	5	-	174	212	88
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	514	514	316	350
Transporte, productos y cargas	2.582	3	2.220	-	4.805	3.878	2.769
Provisión (recupero) para deudores por ventas y otros créditos de cobro dudoso	-	-	123	-	123	31	(12)
Gastos de publicidad y propaganda	-	156	109	-	265	182	273
Combustibles, gas, energía y otros	2.218	9	303	51	2.581	2.053	1.747
Total 2013	<u>42.980</u>	<u>2.686</u>	<u>7.571</u>	<u>829</u>	<u>54.066</u>		
Total 2012	<u>32.374</u>	<u>2.232</u>	<u>5.662</u>	<u>582</u>		<u>40.850</u>	
Total 2011	<u>25.354</u>	<u>1.822</u>	<u>5.438</u>	<u>574</u>			<u>33.188</u>

(1) Incluye aproximadamente 1.757, 1.307 y 1.826 correspondientes a retenciones a las exportaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

(2) Incluye 74 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 30 de mayo del 2013, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió aprobar como honorario a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2013 la suma de aproximadamente 74.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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 2013, 2012 y 2011 ascendió a 83, 58 y 53, respectivamente.

Otros ingresos (egresos), netos

	2013	2012	2011
Remediación medioambiental y otros de YPF Holdings Inc.	(201)	(572)	(280)
Juicios	(1.069)	(143)	(72)
Seguros (Nota 11.b)	1.956	-	135
Diversos	18	187	171
	<u>704</u>	<u>(528)</u>	<u>(46)</u>

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.

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad ha provisionado los juicios pendientes, reclamos y contingencias cuya pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente, los cuales ascienden a 5.179. Los juicios pendientes y contingencias más significativas provisionados se describen en los próximos párrafos.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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 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 Emprendimientos 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 ("DOP") 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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. El 20 de marzo de 2009 AESU notificó formalmente la declaración de rescisión del contrato. El 6 de abril de 2009 YPF promovió ante la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”) un arbitraje contra AESU, Companhia do Gas do Estado do Rio Grande do Sul (“Sulgás”) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”). En la misma fecha YPF fue notificada por la CCI del arbitraje promovido por AESU y Sulgás contra YPF por el que reclama, entre otros conceptos que YPF considera improcedentes, lucro cesante, gastos de desmantelamiento de la planta de AESU y el pago de los montos por penalidades por no entrega de gas natural antes mencionados todo lo cual totaliza aproximadamente US\$ 1.057 millones.

Adicionalmente, YPF fue notificada del arbitraje promovido por TGM ante la 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 precedentemente. 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.

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”. Con fecha 19 y 24 de abril de 2012, AESU y Sulgás 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.

Con fecha 24 de mayo de 2013, YPF ha sido notificada del laudo parcial dictado por mayoría en el Arbitraje CCI “YPF c/AESU y TGM”, mediante el cual se hace responsable a YPF por la rescisión ocurrida en el año 2009 de los contratos de exportación de gas y de transporte suscriptos con AESU y TGM. Dicho laudo sólo decide sobre la responsabilidad de las partes, quedando la determinación de los daños que pudieran existir, sujeta a un ulterior procedimiento ante el mismo Tribunal. Por otra parte, el Tribunal rechazó la procedencia del reclamo de AESU y Sulgás del DOP por los años 2007 y 2008 por un valor de US\$ 28 millones y del 2006 por US\$ 2,4 millones.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

Con fecha 31 de mayo de 2013 la Sociedad interpuso ante el Tribunal Arbitral un Recurso de Nulidad, efectuando además diversas presentaciones con el objeto de resguardar sus derechos. Ante el rechazo de dicho recurso, el 5 de agosto de 2013 YPF interpuso un recurso de queja ante la Cámara Nacional en lo Comercial. Con fecha 24 de octubre de 2013 la Cámara Nacional en lo Comercial resolvió declararse incompetente y pasar las actuaciones a la Cámara en lo Contencioso Administrativo Federal. Con fecha 16 de diciembre el fiscal interviniente emitió su dictamen a favor de la Competencia de esta Cámara.

Por otra parte, con fecha 17 de octubre de 2013, el Tribunal Arbitral dispuso la reanudación del arbitraje y fijó un cronograma procesal para la etapa de daños que se desarrollará durante todo el año 2014.

No obstante haber interpuesto el recurso antes mencionado, considerando la información disponible a la fecha, el tiempo estimado que resta hasta la finalización del proceso, los resultados de las evidencias adicionales que se presenten en la continuación del litigio y, las disposiciones del laudo parcial, YPF ha provisionado su mejor estimación respecto a los valores objeto de los reclamos.

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 pago de facturas impagas, según su entendimiento, al tiempo que se reservaba la potestad de reclamar daños y perjuicios, los cuales fueron reclamados por nota dirigida a YPF durante el mes de noviembre de 2011. 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. Posteriormente, TGN inició asimismo la demanda por los daños y perjuicios, que se menciona anteriormente. 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. En el juicio por cobro de facturas, en 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.

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.

Adicionalmente, Nación Fideicomisos S.A. (NAFISA), había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos aplicables al transporte a Uruguaiana 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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. Con fecha 11 de noviembre de 2013, dicha Cámara rechazó el recurso directo interpuesto por YPF. A su vez, con fecha 19 de noviembre de 2013, YPF interpuso el Recurso Ordinario ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación y con fecha 27 de noviembre se interpuso el Recurso Extraordinario, también ante la Corte Suprema. De acuerdo a la estimación de la Gerencia de YPF, los reclamos mencionados no tendrán un efecto adverso significativo sobre los resultados futuros.

Los costos por penalidades contractuales derivadas de la falta de entrega de gas natural al 31 de diciembre de 2013, 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.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

demanda en este asunto, a la vez que se solicitó la citación del Estado Nacional. Adicionalmente a lo previamente mencionado, la Sociedad tiene otros 26 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 2013 ascienden a 13.509, se han provisionado 1.690 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 provisionarias que mitiguen los riesgos inminentes y sustanciales para el medio ambiente. Tales gastos potenciales no pueden ser estimados razonablemente.

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

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

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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 96 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 2013, 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 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

cápita. 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, y TS recibió la confirmación escrita de la finalización en marzo de 2013. 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 para la ejecución de los trabajos de remoción, las cuales podrían incrementarse o disminuir en el tiempo, si el costo previsto para los trabajos de remoción se modifica. 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.

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. El 18 de septiembre de 2012, en una reunión del Grupo Asesor Comunitario ("CAG"), la EPA describió las alternativas analizadas en el FFS, 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). A la fecha de estos estados contables, se espera que el FFS sea lanzado al público en el primer trimestre de 2014. Si la EPA se mantiene con el calendario anunciado, se prevé que el Registro final de la

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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 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 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 juez a cargo 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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 juez a cargo 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 Río 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 procesal VIII estaba 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.

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, fecha que deja de tener efectividad al ser suplantada por órdenes posteriores de la Corte.

Al 31 de diciembre de 2013, el DEP no ha presentado ante la Corte 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

Durante el último trimestre de 2012 y el primer trimestre de 2013, YPF, YPF Holdings, Maxus y Tierra, junto con ciertas terceras partes demandadas en el litigio, iniciaron un proceso de mediación y negociación con el objetivo de intentar lograr un acuerdo con el Estado de New Jersey. Durante este tiempo, la Corte suspendió los plazos del litigio. El 26 de marzo de 2013, el Estado informó a la Corte que un principio de acuerdo entre el Estado y ciertas terceras partes demandadas fue aprobado por el número de terceras partes públicas y privadas necesarias. YPF, YPF Holdings, Maxus y Tierra aprobaron en reuniones de Directorio la autorización para firmar el acuerdo conciliatorio (el "Acuerdo") antes mencionado. La propuesta del Acuerdo, que no implica reconocimiento de hechos ni derechos y que se presenta con fines exclusivamente conciliatorios, está sujeta a un proceso de aprobación, publicación, período para comentarios y homologación por parte del tribunal interviniente. De acuerdo con los términos del Acuerdo, el Estado de New Jersey acordaría resolver ciertos reclamos relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic, New Jersey, Estados Unidos de América, iniciados contra YPF y algunas de sus subsidiarias, reconociendo además a YPF y a otros participantes en el litigio, un límite de responsabilidad para el caso de que sean condenados, de hasta US\$ 400 millones. Como contraprestación, YPF realizaría un pago en efectivo de US\$ 65 millones al momento de la homologación del Acuerdo.

En septiembre de 2013, el juez Lombardi emitió la Resolución N° XVIII para la gestión del pleito ("Case Management Order N° XVIII"), proveyendo un cronograma para la homologación del acuerdo transaccional. De conformidad con la Case Management Order XVIII, la Corte escuchó los argumentos orales el 12 de diciembre de 2013, después de lo cual el juez Lombardi dictaminó, rechazar los argumentos de Occidental y aprobar el Acuerdo Transaccional. Con fecha 24 de enero de 2014 Occidental apeló la aprobación del Acuerdo Transaccional. Sin perjuicio de ello, el 10 de febrero de 2014 Maxus realizó un depósito en garantía en una cuenta "escrow" de US\$ 65 millones en cumplimiento del acuerdo transaccional. Occidental apeló la decisión del Juez Lombardi en cuanto homologó el acuerdo transaccional, la que aún no fue resuelta.

Al 31 de diciembre de 2013, se ha provisionado un importe total de 805, 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 relleno y técnicas de estabilización in situ, para posibilitar 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, de fecha 27 de julio de 2012. El 10 de agosto de 2012, el PGC

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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 14 de marzo de 2014. 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 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 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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 que fue aprobado por el DEP el 24 de marzo de 2013.

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 no presentar demanda. Finalizado el plazo del acuerdo original, las partes suscribieron un nuevo acuerdo para mantener el statu quo, efectivo a partir del 7 de marzo de 2013.

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. El GRP está en negociaciones activas con la EPA por un RIFS AOC con relación al sitio de la Compañía "Standard Chlorine Chemical Company", el cual fue firmado conjuntamente con otras tres partes potencialmente responsables durante el mes de mayo de 2013. Los trabajos in-situ comenzaron durante el cuarto trimestre de 2013, una vez que la EPA otorgó la aprobación del plan de trabajo correspondiente.

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 2013, se encuentran provisionados aproximadamente 112 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 "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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado un monto total de 116 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 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado un total de 23 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 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 Inc. provisionó 3 al 31 de diciembre de 2013 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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 cuarto trimestre de 2013 el grupo PPR completó la fase de diseño y planeamiento, y los trabajos de remediación se llevarán a cabo en el 2014. Al 31 de diciembre de 2013, YPF Holdings ha provisionado 5 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 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado aproximadamente 23 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 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado 23 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 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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 2013, YPF Holdings Inc. provisionó aproximadamente 2 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 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado 6 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. Durante el mes de junio de 2013, Maxus firmó un acuerdo con los demandantes según el cual Maxus realizará pagos escalonados en tres años, y mediante el cual se obligó también a realizar la remediación del sitio. Al 31 de diciembre de 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado 65 en relación con este asunto.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre del 2013, 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 2013, 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 YPF.

La Ley N° 26.741, promulgada el 4 de mayo de 2012, modificó la estructura accionaria de YPF. La mencionada Ley declaró de interés público y sujeto a expropiación a las acciones clase D de YPF en poder de Repsol, sus sociedades controladas o controlantes, que representan el 51% del capital social de YPF. 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.

En relación a la implementación de las NIIF, 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.

Con fecha 30 de abril de 2013 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 2012, y adicionalmente aprobó lo siguiente respecto a la distribución de utilidades del ejercicio finalizado el 31 de diciembre del 2012: (i) destinar la suma de 3.648, 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)

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

destinar la suma de 120 a constituir una Reserva para compra de acciones propias, atento a lo mencionado en el apartado "Planes de bonificación e incentivos" de la Memoria a los estados contables al 31 de diciembre de 2012 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 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 330, 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 9 de agosto de 2013 el Directorio de YPF decidió el pago de un dividendo de \$0,83 por acción, el cual fue puesto a disposición de los accionistas el 28 de agosto de 2013.

Al 31 de diciembre de 2013, YPF ha recomprado en el mercado 1.232.362 acciones propias emitidas por un monto de 120 y ha entregado a beneficiarios del plan de beneficios en acciones 479.174 acciones, todo ello conforme a lo mencionado en el párrafo precedente, reteniendo 167.986 acciones en concepto de impuesto a las ganancias relacionado con la entrega de dichas acciones. El costo de dichas compras se encuentra expuesto en el patrimonio neto bajo el nombre de "Costo de adquisición de acciones propias, mientras que el valor nominal y su ajuste derivado de la reexpresión monetaria efectuada según los Principios de Contabilidad Previos han sido reclasificados de las cuentas "Capital suscrito" y "Ajuste de capital", a las cuentas "Acciones propias en cartera" y "Ajuste de acciones propias en cartera", respectivamente. La diferencia entre el costo de adquisición de acciones propias y el valor devengado de las acciones entregadas en virtud de Plan de Beneficios en Acciones ha sido imputado a la cuenta "Prima de negociación de acciones propias". Ver Nota 1.b.10. iii) y 1.b.17).

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 2013, 2012 y 2011:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Valor de las inversiones en sociedades vinculadas valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	213	603	637
Valor de las inversiones valuadas al costo	14	12	13
Sub-total participaciones en sociedades vinculadas y otras	<u>227</u>	<u>615</u>	<u>650</u>
Valor de las inversiones en negocios conjuntos valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	1.909	1.311	1.420
Sub-total participaciones en negocios conjuntos	<u>1.909</u>	<u>1.311</u>	<u>1.420</u>
Provisión para desvalorización de participaciones en sociedades	(12)	(12)	(57)
	<u>2.124</u>	<u>1.914</u>	<u>2.013</u>

Tal como se menciona en la Nota 1.b.5 y en el Anexo I, las inversiones en sociedades con patrimonio neto negativo se exponen en el rubro "Cuentas a pagar" en la medida en que sea intención de la Sociedad, a la fecha de los estados contables, de proveer el correspondiente apoyo financiero.

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Saldo al inicio del ejercicio	1.914	2.013	1.839
Adquisiciones y aportes	153	-	2
Resultado en inversiones contabilizadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	353	114	685
Dividendos distribuidos	(280)	(388)	(602)
Diferencias de conversión	470	167	89
Otros movimientos	(486) ⁽¹⁾	8	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>2.124</u>	<u>1.914</u>	<u>2.013</u>

(1) Incluye principalmente los movimientos generados en relación a la escisión de Pluspetrol Energy S.A.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 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 2013, 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		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Utilidad neta	63	14	90	290	100	595
Otros resultados integrales	120	5	4	350	162	85
Resultado integral del ejercicio	183	19	94	640	262	680

Adicionalmente, tal como se menciona en la Nota 1.a), al 31 de diciembre de 2013, 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 2013, 2012 y 2011 y las principales magnitudes de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 de las UTES y consorcios en las que participa la Sociedad se detallan a continuación:

	2013	2012	2011
Activo no corriente	9.472	7.136	5.611
Activo corriente	661	551	688
Total del activo	10.133	7.687	6.299
Pasivo no corriente	2.342	1.661	1.249
Pasivo corriente	1.247	1.048	1.026
Total del pasivo	3.589	2.709	2.275
Costos de producción	4.647	3.858	3.239
Gastos de exploración	43	281	268

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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 2013, 2012 y 2011, así como las operaciones con las mismas por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 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.

	2013			2012			2011			Préstamos			
	Créditos por ventas	Otros créditos		Cuentas por pagar	Créditos por ventas	Otros créditos		Cuentas por pagar	Créditos por ventas		Otros créditos		Cuentas por pagar
	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente		Corriente	No Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:													
Profertil S.A.	23	2	-	34	29	6	-	37	27	2	-	122	-
Compañía Mega S.A. ("Mega")	489	7	-	28	422	5	-	19	459	-	-	18	-
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	79	15	-	4	61	23	-	6	75	23	-	18	-
	591	24	-	66	512	34	-	62	561	25	-	158	-
Sociedades vinculadas:													
Central Dock Sud S.A.	109	5	484	2	89	4	350	8	59	-	291	10	-
Pluspetrol Energy S.A. (1)	-	-	-	-	76	-	-	2	-	-	-	3	-
Metrogas S.A. (1)	-	-	-	-	104	-	-	-	45	-	-	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	-	-	8	-	-	-	6	-	-	-	4	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	-	-	19	-	-	-	11	-	-	-	10	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	-	-	1	-	-	-	2	-	-	-	1	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	-	-	13	-	-	-	6	-	-	-	2	-
Oiltanking Ebytem S.A.	-	-	-	20	-	-	-	15	-	-	-	18	-
Bizoy S.A.	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	109	17	484	63	269	4	350	50	104	-	291	48	-
Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:													
Repsol	-	-	-	-	-	-	-	-	43	-	-	123	-
Repsol YPF Gas S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	32	13	-	37	-
Repsol Sinopec Brasil S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-
Repsol Venezuela S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-
Repsol Ecuador S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	-	2	-
Repsol Comercial S.A.C.	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-
Repsol Exploración S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	2	-
Repsol Bolivia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	19	-	-	-	-
Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	538
Repsol Butano S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-
Otras	-	-	-	-	1	-	-	-	26	24	-	60	-
	-	-	-	-	1	-	-	-	58	160	-	224	538
	700	41	484	129	782	38	350	112	723	185	291	430	538

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

	2013			2012			2011			
	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Intereses ganados	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos	Ingresos ordinarios	Compras y servicios (recuperos de gastos), netos	Préstamos recibidos (pagados), netos	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos
Negocios conjuntos:										
Profertil S.A.	132	277	-	119	273	-	81	460	-	-
Mega	1.786	325	-	1.696	166	-	1.720	95	-	-
Refinor	561	76	-	495	125	-	447	160	-	-
	2.479	678	-	2.310	564	-	2.248	715	-	-
Sociedades vinculadas:										
Central Dock Sud S.A.	179	70	17	168	33	3	163	38	-	12
Pluspetrol Energy S.A. ⁽¹⁾	142	54	-	102	27	-	1	28	-	-
Metrogas S.A. ⁽¹⁾	17	-	-	126	-	-	80	-	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	61	-	-	51	-	-	39	-	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	1	139	-	-	78	-	-	50	-	-
Oleoducto Trasadino (Argentina) S.A.	-	12	-	-	8	-	-	4	-	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	60	-	-	36	-	-	10	-	-
Oilanking Ebytem S.A.	-	102	-	-	101	-	-	72	-	-
Bizoy S.A.	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	363	498	17	396	334	3	244	241	-	12
Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:										
Repsol	-	-	-	8	2	-	7	(4)	-	(19)
Repsol YPF Transporte y Trading S.A.	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-
Repsol YPF Gas S.A.	-	-	-	78	1	-	320	12	-	-
Repsol Netherlands Finance B.V.	-	-	-	-	-	-	-	(403)	(3)	(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	-	1	-	7	19	(1)	268	179	(23)	(1)
	-	1	-	94	388	(10)	595	151	5	(39)
	2.842	1.177	17	2.800	1.286	(7)	3.087	1.107	5	(27)

(1) Se exponen los saldos y las operaciones hasta la fecha de toma de control o escisión (ver Nota 13).

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, "Transacciones con partes relacionadas" 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 por parte de YPF, y la venta de energía eléctrica a CAMMESA y compra de fuel oil por parte de YPF Energía Eléctrica (las operaciones de ventas y compras por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2013 ascendieron a 2.930 y 792, respectivamente, y al 31 de diciembre de 2012 ascendieron a 1.993 y 454, respectivamente, mientras que el saldo neto a dichas fechas era un crédito de 455 y 96, respectivamente); 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 los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2013 ascendieron a 1.015 y 1.107, respectivamente, y al 31 de diciembre de 2012 ascendieron a 1.371 y 895, respectivamente, mientras que los saldos netos a dicha fecha eran un crédito de 430 y 356, respectivamente); la provisión de combustible aeronáutico para Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A. (las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 ascendieron a 1.495 y 777, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 104 y 61, respectivamente). Los beneficios por el incentivo para la inyección excedente de gas natural (ver acuerdo de gas en la Nota 11.c) a los presentes estados contables), entre otros, con el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

Servicios (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 ascendieron a 4.289 y 82, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 1.787 y 82, respectivamente) y la compensación por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial con el Ministerio del Interior (las operaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 ascendieron a 2.208, mientras que el saldo a dicha fecha era un crédito de 116). 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 y contratación de seguros con entidades relacionadas con el sector público nacional, tal como se las define en la NIC 24. Las mismas comprenden ciertas operaciones financieras cuyas principales operaciones se describen en la Nota 2.i) a los presentes estados contables y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros y en relación a ello el recupero del seguro por el siniestro ocurrido en Refinería La Plata en el mes de abril de 2013, para mayor detalle ver Nota 11.b).

Asimismo, en relación con el acuerdo de inversión firmado entre YPF y subsidiarias de Chevron Corporation, YPF tiene una participación accionaria no controlante en Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. ("CHNC"), con la que realiza operaciones relacionadas con el mencionado proyecto de inversión. (Para más detalle ver Nota 11.c).

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 2013, 2012 y 2011:

	<u>2013⁽¹⁾</u>	<u>2012⁽¹⁾</u>	<u>2011⁽¹⁾</u>
Beneficios de corto plazo para empleados	96	86	136
Beneficios basados en acciones	29	-	-
Beneficios posteriores al empleo	3	2	3
Beneficios de terminación	-	8	-
Otros beneficios de largo plazo	-	3	4
	<u>128</u>	<u>99</u>	<u>143</u>

(1) Incluye la compensación correspondiente al personal clave de la administración de YPF 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 2013.

Planes de beneficios definidos

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Valor actual de las obligaciones	190	152	157
Valor de mercado de los activos	-	-	-
Pérdidas actuariales diferidas	-	-	-
Pasivo neto reconocido	<u>190</u>	<u>152</u>	<u>157</u>

Evolución del pasivo por planes de beneficios definidos

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Pasivos al inicio del ejercicio	152	157	147
Diferencias de conversión	57	21	15
Costos del servicio	-	-	-
Costos por intereses	3	5	6
(Ganancias) pérdidas actuariales	(6)	(18)	12
Beneficios pagados, cancelaciones y enmiendas	(16)	(13)	(23)
Pasivos al cierre del ejercicio	<u>190</u>	<u>152</u>	<u>157</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

Evolución del activo por planes de beneficios definidos

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Valor de mercado de los activos al inicio del ejercicio	-	-	-
Contribuciones del empleador y empleados	16	13	23
Beneficios pagados y cancelaciones	(16)	(13)	(23)
Valor de mercado de los activos al cierre del ejercicio	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>

Importes reconocidos en el Estado de Resultados

	<u>(Pérdida) Ganancia</u>		
	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Costos del servicio	-	-	-
Costos por intereses	(3)	(5)	(6)
Ganancias (pérdidas) por cancelaciones y enmiendas	-	-	-
Total registrado en el resultado del ejercicio	<u>(3)</u>	<u>(5)</u>	<u>(6)</u>

Importes reconocidos en Otros Resultados Integrales

	<u>(Pérdida) Ganancia</u>		
	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Ganancias (pérdidas) actuariales netas	6	18	(12)
Total registrado en Otros Resultados Integrales	<u>6</u>	<u>18</u>	<u>(12)</u>

Supuestos actuariales utilizados

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Tasa de descuento	3,25 – 3,9%	2,5 – 3,0%	3,4 – 3,7%
Rendimiento esperado de los activos	N/A	N/A	N/A
Aumentos futuros de remuneraciones	N/A	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 2014	18
Estimación de pagos de beneficios:	
2014	18
2015	17
2016	16
2017	15
2018 – 2075	57

La duración promedio utilizada para la estimación de los pagos de beneficios futuros fue de entre 6,5 y 7,5.

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.

Adicionalmente, y con relación a otros planes de beneficios vigentes, ver nota 1.b.10).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 2013, 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 2013, 2012 y 2011 ascendieron a aproximadamente 3.520, 2.540 y 1.733, respectivamente, correspondiendo 1.493, 939 y 714 a pagos mínimos y 2.027, 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 2013, 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	4.161	2.881	158

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 (considerando asimismo la intención de la sociedad de cancelar los Planes de beneficios en Acciones mediante la recompra en el mercado), 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:

	2013	2012	2011
Utilidad Neta	5.125	3.902	4.445
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.789.433	393.312.793	393.312.793
Utilidad Neta básica y diluida por acción (Pesos)	13,05	9,92	11,30

La utilidad neta básica y diluida por acción se calcula como se indica en la Nota 1.b.14.

10. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El cálculo del cargo devengado contablemente por el Impuesto a las Ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 es el siguiente:

	2013	2012	2011
Impuesto a las ganancias corriente	(2.844)	(2.720)	(2.495)
Impuesto diferido	(6.425)	(1.943)	(646)
	(9.269)	(4.663)	(3.141)

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013, 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:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	14.348	8.565	7.586
Tasa impositiva vigente	35%	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(5.022)	(2.998)	(2.655)
Efecto de la valuación de bienes de uso y activos intangibles en su moneda funcional	(7.186)	(2.327)	(881)
Diferencias de cambio	4.008	1.213	389
Efecto de la valuación de bienes de cambio en su moneda funcional	(807)	(303)	(128)
Resultados de inversiones en sociedades	124	40	240
Resultados exentos Ley N° 19.640 (Tierra del Fuego)	7	25	58
Quebrantos impositivos	(103)	(172)	(201)
Diversos	(290)	(141)	37
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>(9.269)</u>	<u>(4.663)</u>	<u>(3.141)</u>

No se han registrado activos por impuestos diferidos por importes de 978, 2.523 y 2.030 al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente, los cuales corresponden 559, 441 y 448 a diferencias temporarias deducibles no utilizables y 419, 2.082 y 1.581 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 2013, 395 tienen vencimiento entre los años 2018 y 2031, y 24 tienen vencimiento indeterminado.

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2013, 2012, y 2011:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
<u>Activos impositivos diferidos</u>			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	1.723	1.055	885
Quebrantos y otros créditos fiscales	45	45	45
Diversos	115	54	26
Total activo impositivo diferido	<u>1.883</u>	<u>1.154</u>	<u>956</u>
<u>Pasivos impositivos diferidos</u>			
Bienes de uso	(11.659)	(5.125)	(3.465)
Diversos	(1.649)	(666)	(185)
Total pasivo impositivo diferido	<u>(13.308)</u>	<u>(5.791)</u>	<u>(3.650)</u>
Total impuesto diferido, neto	<u>(11.425)⁽¹⁾</u>	<u>(4.637)</u>	<u>(2.694)</u>

(1) Incluye (363) originados en las combinaciones de negocios que se detallan en la Nota 13.

Al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, se han clasificado como activo por impuesto diferido 34, 48 y 30 respectivamente y como pasivo por impuesto diferido 11.459, 4.685 y 2.724 respectivamente, que surge de las posiciones netas de impuesto diferido de cada una de las sociedades individuales que forman parte de este estado contable consolidado.

Al 31 de diciembre de 2013, 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 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

11. PASIVOS CONTINGENTES, ACTIVOS CONTINGENTES, COMPROMISOS CONTRACTUALES, PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS

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 Superficiarios 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 Nº 24.145 y el Decreto Nº 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 dio 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.

- *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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 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 Reversión Industrial con relación a ciertas instalaciones de YPF, el cual ha sido presentado, 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”.

- *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 250 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.
- *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 artículo 29 de la Ley N° 25.156 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

viejo y expirado contrato suscrito 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 LDC, YPF ha presentado las explicaciones correspondientes ante la CNDC, cuestionando ciertos aspectos formales de la denuncia, y argumentando que YPF ajustó su conducta en todo momento a la normativa vigente y que la misma no configuró discriminación ni abuso en la determinación de sus precios.

Adicionalmente, la Sociedad es sujeto de otros reclamos vinculados a supuestas discriminaciones de precios en la venta de combustibles, que han sido radicados ante la CNDC, y que en opinión de la Gerencia de la Sociedad y de sus asesores legales, poseen perspectiva posible.

- *Reclamo de la Unión de Usuarios y Consumidores:* La actora reclama originalmente a Repsol YPF (habiéndose luego ampliado la demanda a YPF) el reintegro de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993-2001. El juicio es de monto indeterminado, pero se reclama por el período 1993-1997 la suma de 91 (el monto actualizado asciende a 489 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.
- *Demandas de Repsol S.A. y otros:*

YPF ha sido notificada 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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. El 29 de abril de 2013, YPF presentó una moción para desestimar la demanda y el 20 de agosto de 2013 se celebró una audiencia al respecto. Cabe indicar que se había comenzado un primer intercambio de interrogatorios y documentación (*discovery*) entre Repsol e YPF. Con fecha 6 de febrero de 2014, YPF tomó conocimiento que la Corte Suprema del Estado de Nueva York, Estados Unidos, resolvió desestimar todos los reclamos, incluyendo reclamos por daños y perjuicios, presentados por Repsol en contra de YPF y BONY. Sostuvo, entre otras cuestiones, que Repsol no logró demostrar que YPF: (i) actuó con negligencia o mala fe; (ii) participó en la supuesta falta de BONY para transmitir oportunamente las instrucciones de voto; e (iii) interfirió dolosamente en la relación de Repsol y BONY. Una vez firme esta decisión, Repsol no podrá presentar nuevamente una demanda contra YPF por los mencionados reclamos.

Adicionalmente, YPF ha sido notificada de tres demandas iniciadas por Repsol con motivo de la vigencia de la Ley 26.741 solicitando la nulidad de la Asamblea General Ordinaria de YPF de fecha 4 de junio de 2012, la Asamblea General Ordinaria de fecha 17 de julio de 2012, y la Asamblea General Ordinaria N° 38 de YPF celebrada el 13 de septiembre de 2012, todas las cuales han sido contestadas por YPF. El 8 de octubre de 2013 el tribunal resolvió la apertura a prueba de la causa, fijando audiencia para el 27 de febrero de 2014. Con fecha 20 de noviembre de 2013, la Sociedad fue notificada de una nueva demanda interpuesta por Repsol, solicitando la nulidad de la Asamblea General Ordinaria y Especial de fecha 30 de abril de 2013 -y su continuación del 30 de mayo de 2013- y las decisiones allí adoptadas.

– *Acción de clase (class action):*

La Sociedad fue notificada el 16 de abril de 2013, de una acción de clase vinculada a ciertas operaciones de venta de acciones de YPF que realizara Repsol durante el mes de marzo de 2011, iniciada por *Monroe County Employees Retirement System*, posteriormente consolidada con un reclamo análogo iniciado por *Félix Portnoy*. El reclamo está basado en una supuesta falta de información al mercado durante el período que corre entre el 22 de diciembre de 2009 y el 16 de abril de 2012 (período de la clase), 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. Con fecha 26 de julio de 2013, los demandantes han notificado a las partes su intención de modificar y ampliar la demanda ya modificada luego de la inclusión dentro de la clase de *Félix Portnoy*. Tanto YPF como los representantes de los *Underwriters* (estos últimos excluidos de la anterior modificación) han manifestado su oposición a dicha modificación. El 8 de octubre de 2013, pese a la oposición de YPF, el tribunal federal de distrito de Nueva York, concedió la solicitud de las demandantes para presentar una segunda demanda enmendada incluyendo nuevos reclamos bajo la Sección 11 de la *Securities Act*. El 29 de octubre de 2013 se presentó una segunda demanda ampliada y consolidada. El 26 de noviembre de 2013, YPF presentó un pedido de desestimación de la nueva demanda (*motion to dismiss*). Con fecha 20 de febrero de 2014, el Tribunal desestimó todos los reclamos efectuados en forma individual y en representación de otros en situaciones similares contra YPF y otros demandados, sosteniendo que los demandantes no lograron: (i) identificar omisión o tergiversación de la información por parte de YPF (ii) alegar hechos que acrediten que YPF tuvo la intención de engañar a los inversores, (iii) acreditar que la supuesta falta de publicidad del riesgo de expropiación causó los daños alegados. El Tribunal también sostuvo que los reclamos formulados bajo la Ley de Valores de 1933 están prescritos. Una vez firme esta decisión, los demandantes no podrán presentar nuevamente una demanda contra YPF por los mencionados reclamos.

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 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

b) Activos contingentes

- El 2 de abril de 2013 las instalaciones de la Sociedad en la refinería La Plata fueron afectadas por un severo temporal sin precedentes, el cual determinó el incendio y consecuente afectación de las unidades de Coke A y Topping C en dicha refinería. En términos operativos, el incidente mencionado afectó en forma temporal la capacidad de procesamiento de crudo de la Refinería, la cual dejó fuera de servicio la totalidad del Complejo durante algunos días. En este orden, durante los 7 días posteriores al suceso se logró restablecer aproximadamente 100 mbb/día de la capacidad de procesamiento mediante la puesta en marcha de dos unidades de destilación (Topping IV y Topping D). La unidad de Coke A quedó fuera de servicio en forma definitiva y la unidad de Topping C se puso en marcha nuevamente a fines de mayo, luego de un esfuerzo técnico y humano de gran relevancia. Atento a lo mencionado previamente, la Sociedad continúa con el proceso de liquidación del siniestro a la compañía aseguradora.

Sobre la base de la documentación aportada a los liquidadores designados por las compañías reaseguradoras, y luego del análisis realizado por los mismos, en noviembre de 2013 la Sociedad solicitó un pago a cuenta de la indemnización total que resulte de este proceso de aproximadamente US\$ 300 millones. Este anticipo fue aceptado y reconocido por los reaseguradores y, en consecuencia, registrado por la Sociedad en su estado de resultados. De este monto, US\$ 215 millones corresponden al concepto de daño material y la porción restante a un pago a cuenta por la pérdida de beneficios conforme los derechos emergentes de la póliza de seguro. Consecuentemente, al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad ha registrado una ganancia de 1.956 en el rubro “Otros Ingresos (egresos), netos”.

La Sociedad continúa en el proceso de reclamo de pérdida de beneficios, cuya cobertura se extiende hasta el 16 de enero de 2015.

c) Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros

- *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, entre otras, compensaciones limitadas en caso de interrupciones y/o suspensiones de las entregas por cualquier causa, excepto fuerza mayor física. Adicionalmente, la Sociedad se ha comprometido a realizar inversiones y exportar gas para temporalmente importar determinados productos finales. A la fecha de emisión de estos estados contables, la Sociedad está llevando a cabo las actividades de acuerdo a los compromisos acordados mencionados anteriormente. En la medida que la Sociedad no pueda dar cumplimiento a los compromisos asumidos, podrá ser sujeto de reclamos significativos, sujeto a las defensas que la Sociedad pueda tener.

- *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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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, aun cuando se trate de volúmenes que excedan los que la Secretaría de Energía les hubiese asignado en virtud del Acuerdo homologado por la Resolución SE N° 599/07. Los Productores están obligados a confirmar todo el gas natural requerido por las Distribuidoras para abastecer la Demanda Prioritaria. Las participaciones de los productores en tales volúmenes están en línea con las participaciones determinadas según el Acuerdo 2007-2011. No existe entonces una previsibilidad de la demanda estimada del mercado argentino que deberá ser satisfecha por los productores, con independencia de ser un productor "firmante o no firmante" del Acuerdo 2007-2011 homologado por la Resolución SE N° 599/07. Abastecida la Demanda Prioritaria, se deben confirmar los volúmenes solicitados por el resto de los segmentos, quedando en el último orden de prioridades las exportaciones. En caso que las programaciones no arrojen un resultado sustentable, con respecto al objetivo de mantener en equilibrio y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, se llevará a cabo la reprogramación y los redireccionamientos que resulten necesarios. En caso que las confirmaciones del productor sean por un volumen menor al solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones redireccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la Demanda Prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detráido de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas. Así, este procedimiento impone una obligación "solidaria" de suministro a todos los productores en caso de una inyección deficiente de un productor. La Sociedad ha recurrido la validez de la Resolución N° 1410/2010.

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 N° 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 favorablemente, Mega podría tener en el futuro serias dificultades para continuar con su actividad.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 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 1º 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 hidrocarburíferos al régimen de registro creado por el Decreto N° 645/02, incluyendo nafta, fuel oil y sus mezclas, diesel oil, aerokerosene o jet fuel, asfaltos, ciertos petroquímicos, ciertos lubricantes, coque y derivados para uso petroquímico. La Resolución N° 715/2007 de la Secretaría de Energía facultó al Director Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que serán importadas por cada compañía, en períodos determinados del año, para compensar las exportaciones de productos incluidos bajo el Régimen de la Resolución N° 1.679/04; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario para obtener autorización para exportar los productos incluidos bajo el Decreto N° 645/02. A su vez, se han dictado ciertas disposiciones regulatorias que obligan al abastecimiento del mercado interno de hidrocarburos, al cual se encuentran subordinadas las exportaciones de los mismos. Una de estas disposiciones corresponde a la Resolución N° 25/2006, emitida con fecha 11 de octubre de 2006 por la Secretaría de Comercio Interior, mediante la cual se requiere a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gas oil en todo el territorio de la República Argentina. Para ello, requiere respetar como mínimo, los volúmenes abastecidos en igual mes del año inmediato anterior, más la correlación positiva existente entre el incremento de la demanda de gas oil y el incremento del Producto Bruto Interno, acumulada a partir del mes de referencia. La comercialización citada deberá efectuarse sin que se altere, perjudique o distorsione el funcionamiento del mercado de gas oil.

Además, la Resolución N° 168/04 requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la Secretaría de Energía, demostrando que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de venta de GLP en el mercado local y ésta fue rechazada.

En enero de 2008, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 14/2008, mediante la cual se ordenó a las compañías refinadoras optimizar su producción con el objetivo de obtener los máximos volúmenes de acuerdo con su capacidad.

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, hasta tanto se resuelva judicialmente la apelación. Contra esa sentencia el Estado Nacional presentó un recurso extraordinario federal, del cual aún no se ha corrido traslado a YPF.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 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. Posteriormente, el Estado Nacional interpuso recurso extraordinario federal, e YPF contestó el correspondiente traslado. A la fecha, la Sala I concedió el recurso extraordinario pero aún no fue remitido a la Corte Suprema.

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 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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.
- *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 (ver adicionalmente Decreto N° 929/2013 a continuación).
- *Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos – Decreto N° 929/2013:* Mediante el Decreto N° 929/2013 se dispone la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (el “Régimen Promocional”), tanto convencionales como no convencionales, el que será de aplicación en todo el territorio de la República Argentina. Podrán solicitar su inclusión en el Régimen Promocional los sujetos inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares conjuntamente con éstos, que presenten ante la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creada por el Decreto N° 1.277/12 un “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a un monto de

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

US\$ 1.000.000.000 calculada al momento de la presentación del “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” y a ser invertidos durante los primeros cinco años del proyecto. Dentro de los beneficios establecidos para los sujetos alcanzados por el Régimen Promocional se destacan: i) gozarán, en los términos de la Ley Nº 17.319, a partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución de sus respectivos “Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”, del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos, con una alícuota del cero por ciento de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables; ii) tendrán la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de los hidrocarburos mencionados en el punto precedente, siempre que el “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” aprobado hubiera implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos US\$ 1.000.000.000 y según se menciona precedentemente; iii) se establece que, en los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del artículo 6° de la Ley Nº 17.319, los sujetos incluidos en el Régimen Promocional gozarán, a partir del quinto año contado desde la aprobación y puesta en ejecución de sus respectivos “Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”, del derecho a obtener por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos susceptible de exportación de acuerdo a lo previsto en lo mencionado anteriormente, un precio no inferior al precio de exportación de referencia a efectos de cuya determinación no se computará la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables.

Adicionalmente, el Decreto crea la figura de la “Explotación No Convencional de Hidrocarburos”, la que consiste en la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad. En este orden, se dispone que los sujetos titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos, que hayan sido incluidos en el Régimen Promocional, tendrán derecho a solicitar una “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos”. Asimismo, los titulares de una “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos”, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas.

- *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 fueron invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural ("los proyectos") con la Comisión, a fin de recibir un precio de 7,5 US\$/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, y sujetos a la 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

- *Nuevo Marco Normativo CNV*: Mediante Resolución N°622/2013 de fecha 5 de septiembre de 2013, la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) aprobó las NORMAS (N.T. 2013) aplicables a las sociedades sometidas al control de dicho organismo, en virtud de lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831, y el Decreto Reglamentario N° 1.023 de fecha 1° de agosto de 2013. Dicha Resolución deroga las anteriores normas de la CNV (N.T. 2001 y mods.) y las Resoluciones Generales N° 615/2013 y N° 621/2013, a partir de la entrada en vigencia de las NORMAS (N.T. 2013).
- *Acuerdos de Extensión de Concesiones*
 - Neuquén: Con fecha 28 de diciembre de 2000, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto N° 1.252/2000, otorgó a YPF la prórroga de la concesión de explotación de las áreas Loma La Lata - Sierra Barrosa de las cuales YPF es titular, por un plazo adicional de 10 años hasta el mes de noviembre del año 2027, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Acuerdo de Prórroga suscripto el 5 de diciembre de 2000, entre el Estado Nacional, la Provincia de Neuquén e YPF. Con motivo de dicho acuerdo, YPF abonó al Estado Nacional US\$ 300 millones por la obtención de la prórroga antes mencionada, los cuales fueron registrados en el rubro bienes de uso del balance general; y se comprometió, entre otras cosas, a definir un programa de erogaciones e inversiones de US\$ 8.000 millones en la Provincia de Neuquén, desde el año 2000 hasta el 2017 y a abonar a la Provincia de Neuquén el 5% del flujo de fondos neto proveniente de la concesión, durante cada año del plazo de la prórroga. Las obligaciones mencionadas fueron alcanzadas por la normativa económica establecida en la Ley de Emergencia Pública.

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 entre otros 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; y 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.

Asimismo, con fecha 24 de julio de 2013, la Sociedad, a efectos de viabilizar la realización de un proyecto de hidrocarburos No Convencionales, suscribió con la Provincia de Neuquén un Acta Acuerdo mediante el cual se acordó: i) escindir de la concesión Loma La Lata – Sierra Barrosa una superficie de 327,5 km²; ii) incorporar dicha superficie escindida a la superficie de la concesión Loma Campana, conformando una superficie de 395 km²; y iii) prorrogar la concesión de explotación Loma Campana por el término de 22 años a partir de su vencimiento (venciendo la misma el 11 de noviembre de 2048). Los compromisos asumidos por la Sociedad son los siguientes: i) pago de US\$ 20 millones por efecto de la escisión del Area Loma La Lata – Loma Campana sobre la producción convencional, pagadero dentro de los 15 días de la ratificación legislativa del Acta Acuerdo; ii) pago de US\$ 45 millones en concepto de responsabilidad social empresaria, pagadero durante los años 2013/2014/2015; iii) pago de un 5% sobre las utilidades después de impuestos del proyecto de inversión aplicable a partir de Diciembre de 2027; iv) reducción a partir del mes de agosto de 2012 del 50% del subsidio aplicable al precio del gas natural para la Planta de Metanol según los términos del Acta Compromiso de 1998 suscripto entre la Sociedad y la Provincia de Neuquén; v) la Sociedad se compromete a realizar una inversión de US\$ 1.000 millones dentro del término de 18 meses a partir del 16 de julio de 2013; y vi) la Sociedad se compromete a priorizar la contratación de mano de obra, proveedores y servicios radicados en Neuquén. Por su parte la Provincia de Neuquén

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

se compromete a: i) no aplicar Renta Extraordinaria ni Canon Extraordinario de Producción y a mantener una alícuota del 12% en concepto de regalías hidrocarburíferas; ii) aplicar para los ingresos generados en la concesión Loma Campana una alícuota de ingresos brutos que no sea superior al 3%; y iii) establecer como base imponible para el impuesto de sellos la suma total de US\$ 1.240 millones. Dicha Acta Acuerdo fue aprobada mediante Decreto No. 1208/13 y ley N° 2867.

- Mendoza: En el mes de abril de 2011, YPF suscribió con la provincia de Mendoza un Acta Acuerdo a efectos de extender por el término de 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación y de las concesiones de transporte que se encuentran en el territorio de dicha provincia a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento.

Mediante la suscripción del Acta Acuerdo YPF asumió ciertos compromisos dentro de los cuales se encuentran: 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) abonar anualmente en carácter de donación el equivalente al 0,3% del monto pagado como "Canon Extraordinario de Producción" para ser destinado a un Fondo para el Fortalecimiento Institucional, destinado a la compra de equipamiento, capacitación, entrenamiento e incentivo del personal, logística y gastos operativos de diversos organismos de la Provincia de Mendoza designados en el Acta Acuerdo, entre otros.

- Santa Cruz: Durante el mes de noviembre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Santa Cruz un acta acuerdo a efectos de extender por 25 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento.

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 Prórroga de US\$ 200 millones; ii) pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos Convencionales equivalente al 12% más un 3% adicional de los Hidrocarburos producidos; iii) pagar a la Provincia regalías 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 Prórroga. vii) 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.

- Salta: El 23 de octubre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Salta un acta acuerdo a efectos de extender por 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento. Las empresas firmantes del acta acuerdo (YPF, Tecpetrol S.A., Petrobras Argentina S.A., Compañía General de Combustibles S.A. y Ledesma S.A.A.I.) 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

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.

- Chubut – Concesiones El Tordillo – La Tapera y Puesto Quiroga: El 2 de octubre de 2013 se publicó la ley de la Provincia de Chubut que aprueba el Acuerdo de Extensión de las Concesiones de Explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga ubicadas en la Provincia de Chubut. YPF es titular del 12.196% de dichas concesiones mientras que Petrobras Argentina S.A. es titular del 35.67% y TECPETROL S.A. es titular del restante 52.133%. Las Concesiones fueron extendidas por el plazo de 30 años contados a partir del año 2017. Los principales términos y condiciones acordados con la Provincia de Chubut comprenden el compromiso por parte de todas las empresas que integran las UTEs de realizar los siguientes pagos y aportes: (i) Pago de US\$ 18 millones en concepto de Bono de Reparación Histórica (ii) Pago de Bono de Compensación equivalente a un 4% fijo sobre la producción de gas y petróleo desde el año 2013 (el cálculo se realiza como una regalía adicional); (iii) realizar gastos e inversiones relacionados con cuidado y protección del medio ambiente; (iv) mantener un número mínimo de equipos de perforación y work-over en actividad; (v) luego de vencidos los 10 primeros años de prórroga, se prevé la adquisición de un 10% de participación en las Concesiones de explotación por parte de PETROMINERA.
- Chubut - Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol – Escalante: El 26 de diciembre de 2013, YPF suscribió con la Provincia de Chubut un Acuerdo para la extensión del plazo de duración original de las Concesiones de Explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. El Acuerdo de Extensión fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Chubut con fecha 17 de enero de 2014 y por el Directorio de la Sociedad con fecha 24 de febrero de 2014, dando de esta manera cumplimiento a las condiciones suspensivas previstas en el Acuerdo de Extensión.

Los siguientes son los principales términos y condiciones acordados con la Provincia de Chubut: YPF es titular del 100% de las concesiones de explotación, con excepción de la concesión Campamento Central – Cañadón Perdido en la cual, ENAP SIPETROL S.A. es titular del 50%. Se prorrogan por el término de 30 años los plazos de las concesiones de explotaciones que vencían en los años 2017 (Campamento Central – Cañadón Perdido y El Trébol – Escalante), 2015 (Restinga Alí) y 2016 (Manantiales Behr).

YPF asumió, entre otros, los siguientes compromisos: (i) abonar un Bono de Compensación histórica US\$ 30 millones; (ii) pagar a la Provincia del Chubut el Bono de Compensación de los Hidrocarburos equivalente al 3% de la producción de petróleo y gas (calculado como regalía adicional); (iii) cumplir con un compromiso mínimo de inversiones; (iv) mantener contratados y activos, un número mínimo de equipos de perforación y work-over; y (v) ceder a PETROMINERA S.E. un 41% de la participación de YPF en las concesiones de explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga (equivalentes a un 5% del total de dichas concesiones) y en las UTEs asociadas a las mismas.

- 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, habiendo suscripto con fecha 18 de diciembre de 2013 el Acuerdo de Extensión para las Concesiones Tierra del Fuego y los Chorrillos hasta los años 2027 y 2026, respectivamente. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, el mencionado acuerdo se encuentra pendiente de ratificación por la Legislatura de la provincia de Tierra del Fuego.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

– *Acuerdos de Proyectos de Inversión*

- Con fecha 16 de julio de 2013 la Sociedad y subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante “Chevron”) han firmado un Acuerdo de Proyecto de Inversión (“el Acuerdo”) con el objetivo de la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El Acuerdo contempla un desembolso, sujeto a ciertas condiciones, de hasta US\$ 1.240 millones por parte de Chevron para una primera fase de trabajo que desarrolla unos 20 km² (el “proyecto piloto”) (4.942 acres) de los 395 km² (97.607 acres) correspondientes al área afectada al proyecto, ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana. Este primer proyecto piloto contempla la perforación de más de 100 pozos.

Conjuntamente con lo ya invertido por la Sociedad en la mencionada área, este nuevo aporte comprendería una inversión total de US\$ 1.500 millones en el proyecto piloto, donde ya se encuentran operando 15 equipos de perforación y se extraen más de 10 mil barriles equivalentes de petróleo diarios.

Durante el mes de septiembre y luego de cumplirse con condiciones precedentes (entre las que se encuentra el otorgamiento de una extensión del plazo de la concesión Loma Campana hasta el año 2048 y la unitización de dicha concesión con el sub-área Loma La Lata Norte), Chevron realizó el desembolso inicial de US\$ 300 millones.

Con fecha 10 de diciembre de 2013, la Sociedad y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron Corporation completaron exitosamente la instrumentación de la documentación pendiente para el cierre del Acuerdo de Proyecto de Inversión, que permite el desembolso por parte de Chevron de la suma de US\$ 940 millones, adicionales a los US\$ 300 millones que ya desembolsara dicha empresa.

A tal efecto, la Sociedad y Chevron suscribieron los contratos necesarios para instrumentar la cesión a favor de Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. (“CHNC”) del 50% de la concesión de explotación Loma Campana (“LC”), y los acuerdos complementarios incluyendo el contrato constitutivo de la Unión Transitoria de Empresas (UTE) y el Acuerdo de Operación Conjunta (“Joint Operating Agreement” - “JOA”) para la operación de LC en la cual YPF revestirá el carácter de operador del área.

La Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CHNC, pero dado que en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes de CHNC ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en CHNC. Consecuentemente, según lo requerido por las NIIF, la Sociedad ha valuado su participación en CHNC al costo, el cual no es significativo, y no ha registrado resultado alguno por la mencionada participación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Adicionalmente a la cesión anteriormente mencionada (el crédito neto por la cesión a favor de YPF al 31 de diciembre de 2013 asciende a 1.616), durante diciembre 2013, YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan la compras netas de gas y crudo por parte de YPF por 50. Dichas transacciones se perfeccionaron en función de las condiciones generales y regulatorias del mercado.

En atención a los derechos que en el futuro podría ejercer Chevron sobre CHNC -para acceder, al 50% de la concesión y derechos complementarios- y en garantía de tales derechos y demás obligaciones bajo el Acuerdo de Proyecto de Inversión, se ha estipulado a favor de Chevron una prenda sobre las acciones de una afiliada de YPF que indirectamente resulta titular de la participación de YPF en CHNC.

Dentro de dicho marco y siendo YPF el operador del Area LC, las partes han celebrado un Acuerdo de Garantía, Indemnidades y Obligaciones del Proyecto, por el cual la Sociedad otorga ciertas representaciones y garantías en relación con el Acuerdo de Proyecto de Inversión. Tal garantía referida a la operación y administración del Proyecto, no incluye la performance del proyecto ni el retorno de la inversión, ambas bajo exclusivo riesgo de Chevron.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

Finalmente, se han celebrado otros documentos y acuerdos complementarios referidos al Acuerdo de Proyecto de Inversión, incluyendo (a) el acuerdo de asignación de ciertos beneficios derivados del Decreto 929/2013 por parte de YPF a CHNC; (b) términos y condiciones para la adquisición por parte de YPF del gas natural y petróleo crudo que le corresponda a CHNC por el 50% de participación en el área Loma Campana y (c) ciertos acuerdos de asistencia técnica de Chevron en favor de YPF.

Juntamente con lo ya invertido por YPF en la mencionada área y una vez completado el monto comprometido luego de finalizado el proyecto piloto, ambas empresas estiman, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, continuar con el desarrollo total del Área LC compartiendo las inversiones al 50 por ciento.

- Con fecha 23 de septiembre de 2013, la Sociedad y Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisor S.A. (ambas en adelante “Dow”) han firmado un Acuerdo (“el Acuerdo”) que contempla un desembolso por ambas partes de hasta US\$ 188 millones que se destinarán a la explotación conjunta de un proyecto piloto de gas no convencional en la provincia del Neuquén, de los cuales Dow aportaría hasta US\$ 120 millones a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, que contempla una primera fase de trabajo en la que se perforarían 16 pozos.

En caso que Dow ejerza la opción de conversión, la Sociedad cedería el 50% de su participación en el área “El Orejano”, la cual comprende una extensión total de 45 km² (11.090 acres), en la provincia del Neuquén y el 50% de participación en una UTE a conformarse para la explotación de dicha área. En caso de que no ejerza la opción de conversión, las partes han acordado las condiciones de devolución del financiamiento, el cual tendrá una duración de 5 años.

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad ha recibido el primer tramo de la mencionada transacción por un importe de US\$ 30 millones, el cual ha sido registrado en el rubro “Préstamos no corrientes” del balance general.

- Con fecha 6 de noviembre de 2013, la Sociedad y Petrolera Pampa S.A. (en adelante “Petrolera Pampa”) han firmado un acuerdo de inversión por el cual Petrolera Pampa se compromete a invertir US\$ 151,5 millones a cambio del 50% de participación en la producción de los hidrocarburos del área Rincón del Mangrullo en la Provincia del Neuquén correspondiente a la “Formación Mulichinco” (en adelante el “Área”), en la cual YPF será operador del Área.

Durante una primera etapa (que deberá ser completada en un plazo de 12 meses), Petrolera Pampa se ha comprometido a invertir US\$ 81,5 millones para la perforación de 17 pozos y la adquisición e interpretación de aproximadamente 40 km² de sísmica 3D. Adicionalmente, la Sociedad sumará una inversión equivalente para la perforación de 17 pozos adicionales de los cuales tendrá derecho a obtener el 100% de lo producido.

Una vez concluida la primera etapa de inversión Petrolera Pampa podrá optar por continuar con una segunda fase de inversiones (a ser completada en un plazo de 12 meses) que contempla una inversión de US\$ 70 millones para la perforación de 15 pozos.

Finalizadas las dos etapas, las Partes podrán llevar adelante las inversiones necesarias para el desarrollo futuro del Área de acuerdo a los porcentajes de participación respectiva (50% cada una de ellas).

- *Principales normas aplicables a las actividades de MetroGAS:* el sistema de distribución de gas natural está regulado por la Ley N° 24.076 (la “Ley del Gas”) que, junto con el Decreto del Poder Ejecutivo N° 1.738/92, otros decretos regulatorios, el Pliego, el Contrato de Transferencia y la Licencia de Distribución (la “Licencia”), establecen el marco legal de la actividad de MetroGas. La Licencia de Distribución autoriza a MetroGAS a suministrar el servicio público de distribución de gas por un plazo de 35 años (por el cual MetroGAS puede requerir su renovación por un período adicional de 10 años al vencimiento, todo lo cual estará sujeto a evaluación del ENARGAS) en su área de servicio.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

La Licencia, el Contrato de Transferencia y las normas dictadas de acuerdo a la Ley del Gas contienen ciertos requisitos en relación con la calidad del servicio, las inversiones de capital, restricciones a la transferencia y constitución de gravámenes sobre los activos, restricciones a la titularidad por parte de productores, transportadoras y distribuidoras de gas y transferencia de acciones de MetroGAS.

La Ley del Gas y la Licencia crearon el ENARGAS como entidad reguladora para administrar y llevar a cabo lo establecido por la Ley del Gas y las regulaciones aplicables. En este orden, las tarifas para el servicio de distribución de gas fueron establecidas en la Licencia y están reguladas por el ENARGAS. La Ley de Emergencia Pública sancionada en 2002 estableció la suspensión del régimen original de actualización de tarifas previsto en la Licencia.

La Dirección de MetroGAS se encuentra en un proceso de renegociación con el Estado Nacional de ciertos términos de la Licencia a fin de contrarrestar la ecuación económica y financiera que afecta a la sociedad. A la fecha de emisión de los presentes estados contables no es posible predecir el resultado del mencionado proceso de renegociación ni el efecto que éste tendrá sobre la situación económica y financiera de MetroGAS.

– *Marco Regulatorio de la industria de la energía eléctrica en la República Argentina.*

Marco Legal: La Ley N° 24.065, sancionada en 1992 y reglamentada por el Decreto N° 1.398/92, ha establecido el marco regulatorio básico del sector eléctrico hoy vigente (el “Marco Regulatorio”). Dicho Marco Regulatorio se encuentra complementado por las normas de dicta la Secretaría de Energía de la Nación (“SE”) para la generación y comercialización de energía eléctrica, entre las que se incluye la Resolución ex Secretaría de Energía Eléctrica N° 61/92 “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el cálculo de Precios” junto con sus resoluciones modificatorias y complementarias.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) es el organismo de regulación, fiscalización y control de la industria de la energía eléctrica y, en esa calidad, es el responsable de hacer cumplir la Ley N° 24.065.

El despacho técnico, la programación y la organización económica del Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”) y del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) es responsabilidad de CAMMESA. CAMMESA actúa, asimismo, como entidad recaudadora de todos los agentes del MEM.

Entre las principales resoluciones modificatorias y complementarias del sector, es importante destacar las que se mencionan a continuación, tomando en consideración el negocio de generación de YPF Energía Eléctrica S.A.:

- Resolución SE N° 146/2002: la presente resolución estableció el marco por medio de la cual los generadores pueden solicitar financiamiento para realizar obras de mantenimientos mayores o extraordinarios con el objetivo de mantener la disponibilidad de sus unidades. Dicho financiamiento puede ser cancelado con resultados futuros de su negocio de generación como así también realizar pre cancelaciones al mismo. En el marco de la presente, YPF Energía Eléctrica, como continuadora de las operaciones de las Centrales Térmicas Tucumán y San Miguel de Tucumán, ha solicitado financiamiento para hacer frente a su plan de mantenimientos y mejora de disponibilidad de las centrales de Tucumán y aportando sus Liquidaciones de Venta sin Fecha de Vencimiento a Definir (“LVFVD”) para realizar precancelaciones a los montos financiados.
- Resolución SE N° 406/2004: por medio de la cual se dispuso un mecanismo de prioridades de cobro de los diferentes conceptos remunerativos de las centrales de generación de electricidad. De esta forma se priorizó el cobro de los conceptos relativos a los costos variables y cobro de la potencia puesta a disposición del sistema y por último los montos relativos a los márgenes de generación por las ventas realizadas en el mercado Spot según la curva de contratos con Grandes Usuarios registrada entre Mayo y Agosto de 2004. Para éstos últimos, y para los casos en que CAMMESA no dispusiera de una fecha cierta de cancelación, emitió LVFVD.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

- Acuerdo de Generadores 2008-2011: El 25 de noviembre de 2010 se firmó entre la SE y las principales empresas de generación de energía eléctrica el “Acuerdo para la gestión y operación de proyectos, aumento de la disponibilidad de generación térmica y adaptación de la remuneración de la generación 2008-2011” (en adelante el “Acuerdo de Generadores”). Este Acuerdo de Generadores tuvo como objeto establecer el marco, las condiciones y los compromisos a asumir por las partes para continuar con el proceso de adaptación del MEM, viabilizar el ingreso de nueva generación para cubrir el aumento de la demanda de energía y potencia en dicho Mercado, determinar un mecanismo para la cancelación de las acreencias consolidadas de los generadores correspondientes al período comprendido entre el 1° de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 y el reconocimiento de la remuneración global que corresponde a los Agentes Generadores del MEM que adhieran a dicho Acuerdo de Generadores. El Acuerdo de Generadores previó un incremento en la remuneración por la “Potencia Puesta a Disposición” de los generadores térmicos adherentes y en los valores máximos reconocidos para los costos variables de mantenimiento y otros no combustibles. YPF Energía Eléctrica como sociedad continuadora de la operación de las centrales del Complejo de Generación El Bracho, posee acreencias con CAMMESA, derivadas del presente acuerdo.
- Resolución SE N° 95/2013: la presente resolución dispone un nuevo esquema de remuneraciones basado en los conceptos que se describen a continuación y discriminados en función del tamaño y el tipo de tecnología de generación utilizada. Los conceptos remunerativos definido corresponden a: a) remuneración de los costos fijos, b) remuneración de los costos variables no combustibles, c) remuneración adicional directa y d) remuneración adicional indirecta, la cual será destinada a conformar un fideicomiso para el desarrollo de obra de infraestructura de energía eléctrica. Para acceder a dichas remuneraciones es necesario aceptar los términos y condiciones establecidos por la norma. YPF Energía Eléctrica, se ha acogido al presente régimen, con fecha 9 de agosto y en forma retroactiva al 1 de febrero de 2013. Entre otras cuestiones establecidas por la presente resolución, debe destacarse que la misma estableció que desde la fecha de entrada en vigencia de esta resolución quedará suspendida, hasta tanto la SE disponga lo contrario, la celebración de nuevos contratos y/o la renovación de contratos existentes entre generadores y grandes usuarios (con excepción de los contratos enmarcados en la Resolución SE N° 1.281/2006 “Energía Plus” y la Resolución SE N° 220/2006 entre otros). Asimismo dispone que a partir de la fecha de vencimiento de los contratos existentes los grandes usuarios pasarán a realizar sus compras de energía a través del organismo encargado del despacho (CAMMESA). Del mismo modo dispone que los contratos de aprovisionamiento de combustibles solo serán reconocidos mientras se encuentren vigentes no pudiendo celebrarse nuevos ni renovarse los actuales a partir de su fecha de vencimiento.
- 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 2013 ascendían a aproximadamente 14.008. En adición, existen compromisos exploratorios y de inversión y gastos hasta la finalización de algunas de nuestras concesiones que ascienden a 101.189 al 31 de diciembre de 2013, lo cual incluye los compromisos por extensión de concesiones mencionados en párrafos precedentes.

12. INFORMACION CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO

Los distintos segmentos en los que se estructura la organización de la Sociedad tienen en consideración 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, considerando asimismo la estrategia de negocios de la Sociedad.

La Sociedad ha reorganizado recientemente su estructura de reporte de segmentos de negocio agrupando el negocio de “Química” y el negocio “Refino y Marketing” en un nuevo y único segmento de negocio denominado

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

“Downstream”. Lo antes mencionado obedece fundamentalmente a la estrategia común y/o compartida a la que ambos negocios confluyen, considerando las sinergias que se generan entre ambos, todo ello asimismo a partir del enfoque de maximización de combustibles ofrecidos al mercado, tanto en lo que respecta al volumen como así también a la calidad de los mismos. En consecuencia, la Sociedad ha adecuado la información comparativa correspondiente a los años 2012 y 2011, conforme al cambio antes mencionado.

En este orden, la nueva estructura de segmentos de negocio, definidos teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8, consiste en: 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 y gas intersegmento (“Exploración y Producción”); la refinación, transporte, compra de crudo y gas a terceros e intersegmento y la comercialización a terceros de petróleo crudo, gas, productos destilados, petroquímicos, generación eléctrica y distribución de gas natural (“Downstream”); y las restantes actividades realizadas por la Sociedad, que no encuadran en estas categorías, agrupadas bajo la clasificación de “Administración Central y Otros”, 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).

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	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013					
Ingresos por ventas	3.851	85.624	638	-	90.113
Ingresos intersegmentos	38.846	1.147	2.285	(42.278) ⁽¹⁾	-
Ingresos ordinarios	42.697	86.771	2.923	(42.278)	90.113
Utilidad (Pérdida) operativa	6.324	6.721	(1.522)	(363)	11.160
Resultado de inversiones en sociedades	(93)	446	-	-	353
Depreciación de bienes de uso ⁽²⁾	9.591	1.452	193	-	11.236
Inversión en bienes de uso ⁽²⁾	28.849	4.903	453	-	34.205
Activos	70.775	51.336	15.161	(1.677)	135.595
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012					
Ingresos por ventas	1.135	65.047	992	-	67.174
Ingresos intersegmentos	30.179	1.069	1.243	(32.491) ⁽¹⁾	-
Ingresos ordinarios	31.314	66.116	2.235	(32.491)	67.174
Utilidad (Pérdida) operativa	5.730	4.095	(2.492)	570	7.903
Resultado de inversiones en sociedades	-	114	-	-	114
Depreciación de bienes de uso	6.878	1.065	186	-	8.129
Inversión en bienes de uso	11.835	4.232	142	-	16.209
Activos	41.980	30.901	8.031	(963)	79.949
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011					
Ingresos por ventas	269	54.636	1.306	-	56.211
Ingresos intersegmentos	23.401	848	651	(24.900) ⁽¹⁾	-
Ingresos ordinarios	23.670	55.484	1.957	(24.900)	56.211
Utilidad (Pérdida) operativa	4.067	5.466	(1.714)	(631)	7.188
Resultado de inversiones en sociedades	-	685	-	-	685
Depreciación de bienes de uso	5.465	820	153	-	6.438
Inversión en bienes de uso	9.554	4.032	231	-	13.817
Activos	31.729	27.233	3.534	(1.506)	60.990

(1) Corresponde a la eliminación de los ingresos entre segmentos del grupo YPF.

(2) Inversiones y depreciaciones de bienes de uso netas de las altas correspondientes a GASA a la fecha de toma de control e YPF Energía Eléctrica a la fecha de escisión (ver Nota 13).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 2013, 2012 y 2011, como así también los bienes de uso por áreas geográficas al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011:

	Ingresos ordinarios			Bienes de Uso		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Argentina	78.070	59.428	48.244	93.255	56.779	43.311
Países del Mercosur y asociados	6.461	3.894	3.985	20	24	21
Resto del América	4.022	2.812	2.028	221	168	190
Europa	1.560	1.040	1.954	-	-	-
Total	90.113	67.174	56.211	93.496	56.971	43.522

Al 31 de diciembre de 2013 ningún cliente externo representa ni supera el 10% de los ingresos por las actividades ordinarias de la Sociedad.

13. COMBINACIONES DE NEGOCIOS

– GASA:

Tal como se menciona en la Nota 1.a), durante el mes de mayo de 2013 la Sociedad, a través de su sociedad controlada YPF Inversora Energética S.A. tomó el control de GASA, sociedad esta última controlante de MetroGAS, mediante la adquisición de acciones representativas del 54,67% del capital de GASA. Previo a dicha adquisición la Sociedad a través de su participación en YPF Inversora poseía 45,33% del capital social de GASA.

A continuación se describen las principales características de la operación, como así también información cuyo objetivo es permitir a los usuarios de los estados contables la evaluación de la naturaleza y efectos financieros de la combinación de negocios resultante de la operación antes mencionada, tal como lo requieren las NIIF.

Nombre y descripción de la sociedad adquirida:	GASA es la sociedad controlante de MetroGAS, empresa adjudicataria de la licencia para la distribución de gas natural en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y sur del conurbano de la Provincia de Buenos Aires. GASA posee el 70% del capital accionario de MetroGAS mediante la tenencia de la totalidad de las acciones clase "A" representativas del 51% de capital, más un 19% en acciones clase "B". MetroGAS brinda el servicio de distribución a aproximadamente 2,2 millones de clientes dentro de su área de servicio (Capital Federal y once municipalidades del sur del Gran Buenos Aires).
Fecha de adquisición, porcentaje adquirido y razones de la adquisición:	La Sociedad dio cumplimiento a las obligaciones emergentes de la compra, el cual se correspondía con el pago del saldo de la operación, durante Mayo de 2013. A partir de la adquisición adicional (acciones representativas del 54,67% del capital de GASA), la Sociedad controla el 100% de GASA. Tal como surge de la Resolución 1/2566 D del Enargas, se estima que la operación redundará en un sustancial beneficio para el usuario del servicio de distribución de gas natural ya que permitirá aplicar a MetroGAS una gestión responsable, no solo en lo económico-financiero sino también asumiendo principios sociales de los que depende el bienestar de las generaciones actuales y futuras.
Valor razonable de la contraprestación transferida, y valor razonable de los principales activos objeto de la adquisición:	El precio de la operación mencionada (adquisición de acciones representativas del 54,67% del capital de GASA) ascendió a US\$ 9,7 millones, lo que equivale a un valor total por el 100% de la participación de GASA de aproximadamente US\$ 17,7 millones, el cual se aproxima al valor razonable de los activos y pasivos netos de la sociedad adquirida.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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 detallan los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos de la sociedad adquirida (valores al 100% de participación), los cuales han sido incorporados en el balance de la Sociedad a partir de la fecha de toma de control:

Efectivo y equivalentes de efectivo	143
Créditos por ventas	318
Otros créditos y otros activos	23
Bienes de uso	1.788
Provisiones	104
Préstamos	879
Cuentas por pagar	461
Cargas Sociales y Otras cargas fiscales	102
Pasivo por Impuesto diferido	328
Impuesto a las ganancias a pagar	12

Adicionalmente, la participación de terceros en sociedades controladas ascendía a la suma de 178 a la fecha de la adquisición, correspondiente a la participación del 30% sobre el capital de MetroGAS, sociedad esta última controlada por GASA.

En forma previa a la adquisición, el valor de la participación en GASA ascendía a cero. Como consecuencia de la adquisición, la valuación de la participación en GASA a valor razonable a la fecha de la adquisición generó una ganancia de aproximadamente 136 que ha sido registrada en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades" del estado de resultados integral de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Ingresos y costos de actividades ordinarias de GASA desde la fecha de adquisición, incluidos en los estados contables del ejercicio de la Sociedad:

Ingresos ordinarios	1.363
Costo de ventas	(1.044)
Utilidad Bruta	319
Otros costos operativos	(266)
Utilidad operativa	53
Resultados financieros	(326)
Impuesto a las ganancias	139
Pérdida neta del ejercicio	(134)

Ingresos y costos de actividades ordinarias de GASA desde el inicio del ejercicio corriente y hasta el 31 de diciembre de 2013:

Ingresos ordinarios	1.848
Costo de ventas	(1.425)
Utilidad Bruta	423
Otros costos operativos	(394)
Utilidad operativa	29
Resultados financieros	721 ⁽¹⁾
Impuesto a las ganancias	(253)
Utilidad neta del ejercicio	497

(1) Incluye resultado por el efecto de la reestructuración de deuda de GASA y MetroGAS con anterioridad a la fecha de adquisición (Ver Nota 2.i) por un monto de 1.141.

Los ingresos ordinarios y resultados netos de la Sociedad, considerando la presente combinación de negocios desde el inicio del ejercicio, hubieran sido 90.581 y 5.710, respectivamente.

– YPF Energía Eléctrica S.A.:

Con fecha 4 de junio de 2013, la Sociedad, Pluspetrol Resources Corporation B.V. ("PPRC") y Pluspetrol Energy S.A. ("PPE") firmaron un acuerdo para escindir PPE, sin disolver la misma, y destinar parte de su patrimonio a fin de constituir una nueva sociedad escisionaria.

Dicha escisión se materializó con fecha efectiva del 1 de agosto de 2013 y como consecuencia de la misma, se ha creado YPF Energía Eléctrica S.A. (sociedad escisionaria) sobre la cual la Sociedad mantiene directa e indirectamente una participación del 100% sobre su capital social y a su vez, la Sociedad ha dejado de tener participación en PPE.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

Como resultado de esta escisión, YPF Energía Eléctrica mantendrá los negocios de generación eléctrica que operaba PPE y una participación de 27% en el consorcio Ramos.

A continuación se describen las principales características de la operación, como así también información cuyo objetivo es permitir a los usuarios de los estados contables la evaluación de la naturaleza y efectos financieros de la combinación de negocios resultante de la operación antes mencionada, tal como lo requieren las NIIF.

Nombre y descripción de la sociedad Escindida: Pluspetrol Energy S.A. La participación societaria de la Sociedad sobre la misma al 31 de julio de 2013 era del 45%.

Nombre y descripción de la Sociedad Escisionaria: YPF Energía Eléctrica S.A. Esta sociedad tiene como principales actividades los negocios de generación eléctrica con la operación de dos centrales termoeléctricas en la provincia de Tucumán, más una participación del 27% en el consorcio de Ramos dedicado a la Exploración y Producción de Hidrocarburos.

Fecha de la Escisión: 31 de julio de 2013

Valor razonable de la contraprestación transferida, y valor razonable de los principales activos objeto de la adquisición: El valor razonable neto de los activos y pasivos traspasados a la Sociedad del proceso de escisión, ascendieron a 485. A continuación se detallan los principales rubros:

Créditos por ventas	65
Bienes de uso	638
Cuentas por pagar	77
Préstamos	52
Cargas Sociales y Fiscales	50
Pasivo por Impuesto Diferido	35
Otros Pasivos	4

En forma previa a la escisión, el valor de la participación en Pluspetrol Energy ascendía a 350 y la Sociedad mantenía una reserva de conversión de inversiones en sociedades de 115 por la mencionada inversión. Como consecuencia de la escisión, la valuación a valor razonable de los activos y pasivos escindidos de Pluspetrol Energy S.A., a la fecha de escisión generó una ganancia de aproximadamente 20 que ha sido registrada en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades" del estado de resultados integral de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Ingresos y costos de actividades ordinarias de YPF EE desde la fecha de adquisición, incluidos en los estados contables del ejercicio de la Sociedad:

Ingresos ordinarios	266
Costo de ventas	(162)
Utilidad Bruta	104
Otros costos operativos	8
Utilidad operativa	112
Resultados financieros	(16)
Impuesto a las ganancias	(28)
Ganancia neta del ejercicio	68

Dada la naturaleza del proceso de escisión a través del cual se adquirió el mencionado negocio, no es posible calcular el efecto que hubiese tenido sobre los ingresos ordinarios y utilidad neta si se hubiese considerado la combinación de negocios desde el inicio del ejercicio.

14. HECHOS POSTERIORES

- Con fecha 31 de enero de 2014, YPF ha adquirido de Petrobras Argentina S.A. su participación del 38,45% en el contrato de UTE Puesto Hernández que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Puesto Hernández (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en las provincias de Neuquén y Mendoza, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada a través del mencionado contrato de UTE que expira el 30 de junio de 2016 y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

participación en el área Puesto Hernández, convirtiéndose en su operador. Puesto Hernández produce en la actualidad más de 10.000 barriles por día de crudo liviano (calidad Medanito). La transacción se realizó por un monto de US\$ 40,7 millones. YPF, al pasar a ser el operador del Área, podrá acelerar los planes de inversión para optimizar su potencial productivo hasta el año 2027. La Sociedad estima que el monto pagado por la combinación de negocios será imputado principalmente como bienes de uso.

- Con fecha 7 de febrero de 2014, YPF ha adquirido de Potasio Río Colorado S.A. su participación del 50% en el contrato de UTE Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa formación conocida como "Lajas" que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa provenientes del horizonte geológico "Lajas" (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en la provincia de Neuquén, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada por YPF a través del mencionado contrato de UTE que se extendía hasta la finalización de la concesión y/o de cualquier acuerdo o contrato que otorgaría el derecho a seguir explotando el "Área" y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa "Lajas". La transacción se realizó por un monto de US\$ 25 millones. La Sociedad estima que el monto pagado por la combinación de negocios será principalmente imputado como bienes de uso.
- Con fecha 12 de febrero de 2014, YPF y su subsidiaria YPF Europe B.V. (constituida en enero de 2014) aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International Finance II S.a.r.l. ("Apache") para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades extranjeras controlantes de sociedades argentinas titulares de activos localizados en la República Argentina y la adquisición de determinados préstamos intercompany adeudados por las referidas sociedades argentinas.

De esta manera, YPF será la controlante de las participaciones societarias del grupo Apache en la Argentina y a su vez, junto con YPF Europe B.V., titular de determinados préstamos intercompany, todo ello por el precio convenido entre las partes de US\$ 800 millones, más capital de trabajo menos los ajustes a la fecha de cierre del contrato que pudieren surgir por cuestiones fuera del curso ordinario de los negocios. El pago se hará con un desembolso inicial de US\$ 50 millones, el cual fue realizado con fecha 12 de febrero de 2014 y el saldo final será cancelado en los próximos 30 días, a partir de lo cual la Sociedad tomará control de las mencionadas sociedades. Los principales activos incluidos en la transacción se encuentran en las provincias del Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, producen un total de 46.800 barriles equivalentes de petróleo por día, cuentan con una infraestructura importante de ductos y plantas y se emplean unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta.

A su vez, YPF ha celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. ("Pluspetrol") por el cual le otorga, a cambio de US\$ 217 millones, porcentajes de participación correspondientes a Apache Energía Argentina S.R.L. (sociedad controlada por Apache Canada Argentina Holdings S.a.r.l.) en 3 concesiones y cuatro contratos de UTE, como así también una participación correspondiente a YPF en un contrato de UTE. Todas las participaciones se vinculan a activos ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta.

Como resultado de la transacción anteriormente descrita YPF adquirirá las siguientes participaciones societarias: (i) 100% del capital social de Apache Canada Argentina Investment S.a.r.l. y el 100% del capital social de Apache Canada Argentina Holdings S.a.r.l.; (ii) 100% del capital social de Apache Argentina Corporation, a través de la cual se controla el 65,28% de Apache Petrolera Argentina S.A., y (iii) 34,72% de Apache Petrolera Argentina S.A.

- A la fecha de emisión de los presentes estados contables, la Sociedad se encontraba en proceso de emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXIX por un monto de 500, las cuales devengarán interés a tasa variable y cuyo vencimiento de capital operará entre 2018 y 2020; de las Obligaciones Negociables Clase XXX por un monto de 500, las cuales devengarán interés a tasa variable y cuyo vencimiento de capital operará en 2015; y de canje voluntario de Obligaciones Negociables al 10% con vencimiento 2028 por Obligaciones Negociables Adicionales Clase XXVI por un valor nominal de hasta US\$ 100 millones.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

- La Ley N° 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado en acciones, pertenecientes directa o indirectamente a Repsol S.A., sus controlantes o controladas. Asimismo, dicha norma estableció la ocupación temporánea de las acciones alcanzadas por dicha declaración en los términos de la Ley N° 21.499. Con fecha 25 de febrero de 2014, el Gobierno de la República Argentina y Repsol S.A. (“Repsol”) alcanzaron un acuerdo (en adelante, el “Acuerdo”) respecto de la compensación por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase “D” de YPF de conformidad con la Ley N° 26.741 (el “Acuerdo”), en el marco de lo dispuesto por la Ley N° 21.499 de Expropiaciones. En tal sentido, el Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación suscribió el documento en el que Repsol se avino a aceptar por todo concepto un pago de US\$ 5.000 millones en bonos soberanos como compensación por la expropiación oportunamente dispuesta. El Acuerdo conlleva el desistimiento de las acciones judiciales y arbitrales promovidas por Repsol –incluso respecto de YPF S.A.– y la renuncia a nuevas reclamaciones. Dicho Acuerdo está sujeto a la ratificación de la Junta General de Accionistas de Repsol y del Honorable Congreso de la Nación Argentina. El 27 de febrero de 2014 la República Argentina y Repsol celebraron dicho Acuerdo.

Adicionalmente, con fecha 27 de febrero de 2014, la Sociedad y Repsol celebraron un convenio (“Convenio”), por el que principalmente las partes renuncian con ciertas exclusiones a toda acción y/o reclamo recíproco, presente y/o futuro, fundado en causa anterior al Convenio, derivado de la declaración de utilidad pública y sujeción a expropiación de las acciones de YPF de propiedad de Repsol dispuesta por la Ley N° 26.741, la intervención de la empresa, la ocupación temporánea de las acciones declaradas de utilidad pública y la gestión de YPF.

Asimismo, las partes han convenido el desistimiento de acciones y reclamos recíprocos y respecto de terceros y/o promovidos por ellos y otorgarse una serie de indemnidades recíprocas bajo determinadas condiciones.

El Convenio entrará en vigencia al día siguiente de la fecha en que Repsol notifique a YPF que ha entrado en vigencia el Acuerdo celebrado entre Repsol y el Gobierno de la República Argentina en torno al dictado de la Ley N° 26.741, mencionado precedentemente. Si dicho cierre no ocurre para el día 7 de mayo de 2014, o la fecha posterior que las partes acuerden por escrito, el Convenio no entrará en vigencia y quedará sin efecto de pleno derecho, manteniendo las partes todos los derechos preexistentes a la fecha de su firma sin que el Convenio genere responsabilidad alguna para las partes.

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 2013, o su exposición en nota a los presentes estados contables 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 7 de marzo de 2014 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
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

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y COMPARATIVOS SOCIEDADES CONSOLIDADAS, NEGOCIOS CONJUNTOS Y SOCIEDADES VINCULADAS

(expresados en millones de pesos, excepto en donde se indica en forma expresa – Nota 1.b.1)

a) Sociedades consolidadas⁽¹²⁾

Denominación y Emisor	Clase	Características de los valores		Información sobre el ente emisor								
		Valor Nominal	Cantidad	Actividad Principal	Domicilio Legal	Fecha	Últimos estados contables disponibles			Participación sobre capital social		
							Capital Social	Resultado	Patrimonio Neto			
Controladas:												
YPF International S.A. ⁽⁸⁾	Ordinarias	Bs.	100	2.512.290	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, República de Bolivia	31-12-13	236	3	531	99,99%	
YPF Holdings Inc. ⁽⁹⁾	Ordinarias	US\$	0,01	810.614	Inversión y financiera	1330 Lake Robbins Drive, Suite 300, The Woodlands, Texas, U.S.A.	31-12-13	5.269	(250)	(1.238)	100,00%	
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	Ordinarias	\$	1	163.701.747	Gestión comercial de estaciones de servicios de propiedad de YPF S.A.	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	163	206	404	99,99%	
A-Evangelista S.A.	Ordinarias	\$	1	8.683.698	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	9	43	104	100,00%	
YPF Servicios Petroleros S.A.	Ordinarias	\$	1	47.500	Servicios de perforación y/o reparación de pozos	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-11	.. ⁽¹⁰⁾	30	39	100,00%	
YPF Inversora Energética S.A. ⁽⁹⁾	Ordinarias	\$	1	59.955.411	Inversión	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	60	(120)	118	99,99%	
YPF Energía Eléctrica S.A. ⁽¹³⁾	Ordinarias	\$	1	30.006.540	Exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos y generación, transporte y comercialización de energía eléctrica.	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	30	121	364	100,00%	
YPF Chile S.A. ⁽¹⁴⁾	Ordinarias	-	-	44.830.700	Compraventa de lubricantes y combustibles de aviación y estudio y exploración de hidrocarburos	Villarica 322, Módulo B1, Quilicura, Santiago	31-12-13	262	(3)	303	100,00%	
YPF Tecnología S.A.	Ordinarias	\$	1	194.100.000	Investigación, desarrollo, producción y comercialización de tecnologías, conocimientos, bienes y servicios	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	194	11	205	51,00%	

b) Sociedades valuadas a valor patrimonial proporcional

Denominación y Emisor	Clase	Características de los valores		Información sobre el ente emisor									2012	2011	
		Valor Nominal	Cantidad	Valor Registrado ⁽⁹⁾	Costo ⁽²⁾	Actividad Principal	Domicilio Legal	Fecha	Últimos estados contables disponibles			Participación sobre capital social	Valor Registrado ⁽⁹⁾	Valor Registrado ⁽⁹⁾	
									Capital Social	Resultado	Patrimonio Neto				
Negocios conjuntos:															
Compañía Mega S.A. ⁽⁹⁾⁽⁸⁾	Ordinarias	\$	1	244.246.140	408	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	30-09-13	203	(109)	445	38,00%	199	405
Profertil S.A. ⁽⁹⁾	Ordinarias	\$	1	391.291.320	1.088	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, P. 3, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	783	660	1.358	50,00%	818	761
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias	\$	1	45.803.655	413	-	Refinación	Maipú 1, P. 2º, Buenos Aires, Argentina	30-09-13	92	56	669	50,00%	294	254
					1.909	-								1.311	1.420
Influencia significativa:															
Oleoductos del Valle S.A.	Ordinarias	\$	10	4.072.749	70 ⁽¹¹⁾	-	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	110	4	205	37,00%	67 ⁽¹¹⁾	75 ⁽¹¹⁾
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias	\$	10	476.034	55	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, P. 11º, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	14	(2)	173	33,15%	58	47
Oiltanking Ebytem S.A. ⁽⁸⁾	Ordinarias	\$	10	351.167	58	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales – Provincia de Buenos Aires, Argentina.	31-12-13	12	30	83	30,00%	44	43
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Preferidas	\$	1	15.579.578	16	-	Transporte de gas por ducto	San Martín 323, P.13º, Buenos Aires, Argentina	31-12-12	156	102	192	10,00%	6	4
Central Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	0,01	2.822.342.992	- ⁽⁷⁾	46	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	31-03-13	356	(59)	32	9,99% ⁽⁵⁾	- ⁽⁷⁾	4 ⁽⁷⁾
Inversora Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	1	103.501.823	- ⁽⁷⁾	193	Inversión y financiera	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	31-03-13	241	(35)	148	42,86%	71	101
Pluspetrol Energy S.A. ⁽¹¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	344	309
Oleoducto Transandino (Argentina) S.A.	Preferidas	\$	1	27.018.720	15	-	Transporte de petróleo por ducto	Macacha Güemes 515, P.3º, Buenos Aires, Argentina	30-09-13	34	7	44	36,00%	12	13
Otras Sociedades:															
Diversas ⁽⁹⁾	-	-	-	-	13	49	-	-	-	-	-	-	-	13	54 ⁽¹⁵⁾
					227	288								615	650
					2.136	288								1.926	2.070

(1) Corresponde al porcentaje de participación sobre el patrimonio neto de la sociedad, neto de resultados no trascendidos a terceros.

(2) Corresponde al costo neto de dividendos cobrados y reducciones de capital.

(3) Corresponde al porcentaje de participación sobre el patrimonio neto de la sociedad más ajustes para adecuar los criterios contables a los de YPF.

(4) Incluye Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd., A&C Pipeline Holding Company, Poligás Luján S.A.C.I., Oleoducto Transandino (Chile) S.A., Bizoy S.A., Civeny S.A. y Bioceres S.A.

(5) Adicionalmente, la Sociedad posee un 29,93% de participación indirecta en el capital a través de Inversora Dock Sud S.A.

(6) En función de lo estipulado en el convenio de accionistas, existe control conjunto de parte de los accionistas en esta sociedad.

(7) El valor patrimonial proporcional negativo al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, luego de adecuar el patrimonio neto a los criterios contables de YPF, se encuentra expuesto en el rubro "Cuentas por pagar".

(8) Se ha definido el dólar como la moneda funcional de la presente sociedad.

(9) Durante el presente ejercicio YPF Inversora Energética S.A. ha tomado el control de GASA. Al 31 de diciembre de 2013 la Sociedad posee directa e indirectamente el 100% del capital social de GASA, la cual posee el 70% del capital social de MetroGAS (ver Nota 13).

(10) No se expone valor alguno dado que el valor registrado es menor a 1.

(11) La presente Sociedad ha sido escindida (ver Nota 13).

(12) Adicionalmente se consolidan YPF Services USA Corp., Eleran Inversiones 2011 S.A.U., Energía Andina S.A., Compañía Minera Argentina S.A., YPF Perú SAC., YPF Brasil Comercio Derivado de Petróleo Ltd., Wokler Investment S.A., YPF Colombia S.A. y Eleran Inversiones 2011 S.A.U.

(13) Sociedad constituida a través de la escisión de Pluspetrol Energy S.A. (ver Nota 13).

(14) Se ha definido al peso chileno como moneda funcional de esta Sociedad.

(15) Incluye 41 correspondientes a GASA, la cual se exponía como sociedad bajo influencia significativa antes de la toma de control descrita en la Nota 13.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 233 - Fº 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 2013, 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>	53,00%	Tecpetrol S.A.
CAM-2/A SUR <i>Tierra del Fuego</i>	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Campamento Central / Cañadón Perdido <i>Chubut</i>	50,00%	YPF S.A.
Consortio CNQ 7/A <i>La Pampa y Mendoza</i>	50,00%	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>	42,00%	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.
Neptuno <i>EEUU</i>	15,00%	BHPB Pet (Deepwater) Inc.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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 2013 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 31-12-13	Valor en pesos al 31-12-13	
	31-12-2011		31-12-2012		31-12-2013				
Activo No Corriente									
Otros créditos y anticipos	US\$	88	US\$	80	US\$	319	6,48	(1)	2.067
	UYU	-	UYU	26	UYU	-	-	(1)	-
	BRL	-	BRL	-	BRL	4	2,77	(1)	11
Total del activo no corriente									2.078
Activo Corriente									
Créditos por ventas	US\$	519	US\$	176	US\$	263	6,48	(1)	1.704
	UYU	132	UYU	2	UYU	-	-	(1)	-
	CLP	-	CLP	5.839	CLP	8.688	0,01	(1)	87
	BRL	-	BRL	-	BRL	21	2,77	(1)	58
Otros créditos y anticipos	US\$	200	US\$	113	US\$	502	6,48	(1)	3.253
	€	2	€	3	€	3	8,96	(1)	27
	UYU	225	UYU	105	UYU	34	0,31	(1)	11
	BOP	16	BOP	6	BOP	-	-	(1)	-
	CLP	-	CLP	-	CLP	1.087	0,01	(1)	11
Efectivo y equivalentes de efectivo	US\$	166	US\$	98	US\$	649	6,48	(1)	4.205
	BOP	23	BOP	33	BOP	-	-	(1)	-
	CLP	-	CLP	997	CLP	189	0,01	(1)	2
	UYU	-	UYU	50	UYU	6	0,31	(1)	2
	BRL	-	BRL	-	BRL	4	2,77	(1)	11
Total del activo corriente									9.371
Total del activo									11.449
Pasivo No Corriente									
Provisiones	US\$	1.169	US\$	1.233	US\$	2.095	6,52	(2)	13.660
Otras cargas fiscales	US\$	-	US\$	-	US\$	16	6,52	(2)	104
Remuneraciones y cargas sociales	US\$	3	US\$	3	US\$	1	6,52	(2)	7
Préstamos	US\$	1.038	US\$	1.087	US\$	1.980	6,52	(2)	12.910
Cuentas por pagar	US\$	14	US\$	5	US\$	60	6,52	(2)	391
	UYU	-	UYU	-	UYU	8	0,35	(2)	3
Total del pasivo no corriente									27.075
Pasivo Corriente									
Provisiones	US\$	102	US\$	58	US\$	123	6,52	(2)	802
Préstamos	US\$	1.312	US\$	736	US\$	985	6,52	(2)	6.422
	BRL	-	BRL	-	BRL	13	2,79	(2)	36
Remuneraciones y cargas sociales	US\$	-	US\$	1	US\$	2	6,52	(2)	13
	UYU	-	UYU	9	UYU	10	0,35	(2)	4
	BRL	-	BRL	-	BRL	2	2,79	(2)	6
Cuentas por pagar	US\$	1.372	US\$	1.479	US\$	1.776	6,52	(2)	11.580
	€	49	€	48	€	186	9,00	(2)	1.674
	UYU	111	UYU	74	UYU	27	0,35	(2)	9
	BOP	-	BOP	53	BOP	23	0,96	(2)	22
	CLP	-	CLP	4.994	CLP	6.629	0,01	(2)	66
	BRL	-	BRL	-	BRL	6	2,79	(2)	17
Total del pasivo corriente									20.651
Total del pasivo									47.726

(1) Tipo de cambio comprador.

(2) Tipo de cambio vendedor.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 07 - MARZO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3ENRIQUE A. FILA
Por Comisión FiscalizadoraGUILLERMO 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 2013, 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 14 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 a los ejercicios 2012 y 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 7 de marzo de 2014. 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 2013, 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, 7 de marzo de 2014.

Por Comisión Fiscalizadora

Enrique A. Fila
Síndico Titular



YPF Sociedad Anónima

Domicilio: Bv. Macacha Güemes 515 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Ejercicio Económico N° 37 iniciado el 1 de enero de 2013

Reseña Informativa al 31 de Diciembre de 2013

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

Marzo 7, 2014



1. Comentarios Generales

De acuerdo al Banco Central de la República Argentina (BCRA), desde el inicio de la crisis internacional, hace ya más de un quinquenio y según se menciona en párrafos siguientes, el Gobierno Nacional ha desplegado un conjunto de políticas destinadas a paliar los efectos de la misma sobre la economía local. El modelo de crecimiento se apoya fundamentalmente en el impulso del consumo interno y en la inversión, como asimismo en la protección del empleo y de los ingresos de la población. Todo esto en presencia de un sistema financiero sano que permite reducir las expectativas negativas que podrían derivarse de una profundización de la crisis financiera que afecte la economía mundial. En este contexto y de acuerdo a los datos del Estimador Mensual de la Actividad Económica confeccionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC), la producción de bienes y servicios se mantuvo en ascenso en el último trimestre de 2013 y terminó acumulando un crecimiento de 4,9% en 2013, impulsado principalmente por el crecimiento de la demanda interna. En cuanto a la demanda externa, el alza de las ventas de manufacturas agropecuarias e industriales compensó la caída de las exportaciones de productos primarios y de combustibles y energía.

En materia de financiamiento al sector privado, las tasas de interés en el mercado local han experimentado una tendencia creciente a lo largo de todo el año 2013. Si se toma como ejemplo la tasa de interés de los adelantos en cuenta corriente a empresas, la misma se ha incrementado un 8,2% en el año, promediando el 22,6% en diciembre. La suba registrada en diciembre estuvo concentrada principalmente en los últimos días del mes debido a la mayor demanda de liquidez por parte de familias y empresas, habitual hacia fin de año. Continuando con su política de favorecer el ahorro en moneda nacional, y en consonancia con su mandato de estabilidad monetaria y financiera, a principios de 2014, el BCRA volvió a aumentar las tasas de interés de las especies a tasas predeterminadas, pero esta vez los aumentos fueron mayores y el incremento se trasladó a todos los plazos de la curva de rendimientos. De esta manera y mediante sus títulos, el BCRA logró absorber durante enero y febrero de 2014 la mayor liquidez circulante que había demandado el mercado antes de fin de año, según lo comentado anteriormente.

La expansión monetaria, tanto en el último trimestre de 2013 como en lo que va de 2014, estuvo principalmente explicada por el crecimiento de los préstamos en pesos al sector privado, que se elevaron 34,7%, favorecidos por las políticas del BCRA que alentaron el financiamiento en pesos a las empresas, y en especial a las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MiPyMEs). En este sentido, el BCRA estableció una cuarta etapa de implementación de la Línea de Crédito para la Inversión Productiva, destinada a financiar a las MiPyMEs, que se desarrollará durante el primer semestre de 2014.

En 2013 las exportaciones de bienes acumularon un crecimiento de 2,6% interanual debido mayormente a las ventas de manufacturas de origen agropecuario y de material de transporte. Sin embargo, entre los últimos meses del año 2013 e inicios de 2014 las exportaciones mostraron una caída en su comparación interanual, vinculada al desenvolvimiento de las ventas de productos agrícolas y de combustibles. Las importaciones crecieron a una tasa mayor que las exportaciones en 2013, por el efecto de las mayores cantidades comercializadas, donde fue determinante la baja base de comparación interanual. Todos los usos de importación subieron, a excepción de los bienes intermedios. Sin embargo en los meses más recientes el valor de las compras externas estuvo prácticamente en los mismos niveles que en igual período del año previo. De este modo, el superávit comercial sumó US\$ 9.024 millones en 2013, US\$ 3.395 millones por debajo del saldo alcanzado en 2012. La reducción del excedente se explicó



fundamentalmente por el saldo del intercambio de combustibles, ya que al excluirlo se obtiene un superávit comercial de bienes de US\$ 15.187 millones, que implica una mejora de US\$ 384 millones respecto del año anterior. En los primeros 9 meses del año, el excedente comercial volvió a ser el principal sostén de la cuenta corriente, que acumuló un déficit de US\$ 2.870 millones.

La recaudación tributaria nacional creció a un ritmo más moderado durante el cuarto trimestre de 2013 (22,4% interanual), acumulando en el año un incremento de 26,3%. Nuevamente, los gravámenes ligados al mercado interno fueron los principales impulsores del alza: el Impuesto al Valor Agregado, el Impuesto a las Ganancias y los recursos de la Seguridad Social. En este marco, los ingresos totales del Sector Público Nacional no Financiero, que incluyen otros recursos no tributarios como las utilidades del BCRA y demás rentas de la propiedad, siguieron aumentando.

Al 31 de diciembre de 2013 el saldo de reservas internacionales del BCRA ascendía a aproximadamente 30.599 millones de dólares.

El tipo de cambio peso/dólar aumentó para llegar a 6,52 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2013, resultando aproximadamente un 32,5% superior a la cotización observada a finales del 2012 (4,92 pesos por dólar). Además, el peso ha sido recientemente objeto de una nueva devaluación (aproximadamente un 23% durante enero de 2014). El gobierno argentino se encuentra analizando medidas en respuesta a tal devaluación y de acuerdo con los potenciales efectos en el resto de la economía, como los efectos sobre la evolución de los precios de bienes y servicios. En este contexto, recientes negociaciones entre los productores de crudo, refinadores y el gobierno, han dado lugar a un acuerdo informal para definir un sendero de incremento gradual de precios en el valor del petróleo crudo hasta fin de abril de 2014, con el objetivo de atenuar los efectos económicos sobre el resto de la economía argentina. De acuerdo a los datos publicados por el INDEC, de 2008 a 2013, el índice de precios al consumidor de Argentina (IPC) aumentó 7,2%, 7,7%, 10,9%, 9,5%, 10,8% y 10,9%, respectivamente, mientras que el índice de precios mayoristas aumentó 8,8%, 10,3%, 14,5%, 12,7%, 13,1% y 14,7%. A partir de 2014, el gobierno argentino estableció un nuevo índice de precios al consumidor nacional urbano (IPCNU), incluyendo las 24 provincias, divididas en 6 regiones. De acuerdo al IPCNU, la inflación de enero 2014 fue de aproximadamente 3,7% en comparación con diciembre de 2013.

En términos internacionales, a partir de la recuperación de las economías avanzadas afectadas por la última crisis, el crecimiento económico global mostraría cierto dinamismo en 2014, cinco años después de la profundización de la crisis financiera internacional. En estas economías se verificarían tanto menores impactos negativos de los ajustes fiscales como mejores desempeños de sus sectores privados. Durante el último trimestre de 2013 el crecimiento económico global continuó siendo débil (2,9% interanual). De todos modos, se destaca que el avance fue mayor que en los trimestres previos. Más allá de cierta mejora en los indicadores de actividad, se mantiene un sano escepticismo sobre la solidez de la recuperación del conjunto de los países avanzados, dado que aún se observa una tendencia de productividad decreciente para el largo plazo.

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, la cotización del barril de crudo Brent alcanzó los US\$ 109,95 al cierre de 2013 (frente a los US\$ 110,80 al cierre de 2012), lo que representa una baja de 0,8%.



COMPARACIÓN DE RESULTADOS

AÑO 2013 VS. AÑO 2012

La Sociedad

Los ingresos ordinarios correspondientes al año 2013 fueron de \$ 90.113 millones, lo que representa un aumento del 34,1% en comparación con la suma de \$ 67.174 millones correspondiente a 2012. La evolución y comportamiento del mercado interno de hidrocarburos en términos de volumen demuestra una vinculación directa con el comportamiento de las principales variables macroeconómicas que afectan a la Argentina, principalmente en lo que respecta a nuestros principales productos. Adicionalmente, desde mediados de 2012, se han incrementado los esfuerzos vinculados a la disponibilidad de combustible de la Sociedad a los efectos de satisfacer la demanda doméstica, lo cual se ve reflejado también en los volúmenes comercializados durante 2013. 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 2013 y comparado con 2012, el monto de ingresos tuvo un efecto neto positivo de aproximadamente \$ 7.259 millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó durante el año 2013 un incremento de aproximadamente 25,4% respecto al precio promedio obtenido en 2012. Este efecto se vio acompañado a su vez, con un leve aumento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1%. Esto último se manifestó fundamentalmente en nuestros productos Diesel 500 y Eurodiesel en el segmento de estaciones de servicio, compensado parcialmente con una disminución del Ultradiesel en los segmentos de estaciones de servicio y de transporte;
- Con respecto a las naftas, durante 2013 se produjo un incremento en los volúmenes despachados de naftas de aproximadamente 10,1% (12,7% si se considera puntualmente a la nafta Súper). Adicionalmente, durante 2013 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 29,8% respecto al precio promedio obtenido en el año anterior. Los efectos antes indicados representaron un incremento neto en los ingresos por ventas de naftas de aproximadamente \$ 5.320 millones en 2013;
- En términos de fuel oil, los volúmenes comercializados localmente durante 2013 se mantuvieron casi sin variación respecto a 2012 (734 mil toneladas en 2013 versus 736 mil toneladas en 2012), habiendo sido destinados fundamentalmente al mercado de generación de electricidad. Los volúmenes de este producto se habían incrementado sustancialmente durante el primer trimestre de 2013, pero luego se vieron afectados por la menor capacidad de utilización sufrida temporalmente por la Refinería La Plata a partir del siniestro del día 2 de abril, según se explica más adelante. Adicionalmente, su precio promedio se incrementó durante 2013 aproximadamente 20,1% con relación a 2012. El neto de estos efectos tuvo un impacto positivo conjunto de aproximadamente \$ 359 millones en los ingresos por ventas de este producto con respecto a 2012;

- En materia de petróleo crudo, y debido a la disminución temporal en la capacidad de procesamiento mencionada en el párrafo anterior, se registraron excedentes de producción y por ende se incrementaron los volúmenes vendidos a terceros en el mercado local (con un incremento de 123 mil m³) como también se realizaron ventas al exterior de unos 378 mil m³, principalmente en el segundo trimestre de 2013. El efecto conjunto de estas operaciones fue un incremento de aproximadamente \$ 1.702 millones en los ingresos por ventas en 2013 y en comparación con el año anterior.
- Con relación a las ventas de gas natural en el mercado doméstico, se observó una caída en el volumen comercializado, fundamentalmente en el segmento de usinas y en menor medida en el de GNC y comercializadoras. Asimismo, se evidenció una recomposición en el precio promedio en pesos obtenido en algunos segmentos del mercado interno de gas natural, como GNC, usinas y algunas industrias. Adicionalmente, en 2013 se registraron los ingresos correspondientes al Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, dispuesto por la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. El efecto conjunto de las variaciones antes mencionadas representó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 4.492 millones entre ambos períodos;
- En materia de comercialización de granos, se registraron mayores ingresos por \$ 1.013 millones gracias a mayores volúmenes exportados, compensados parcialmente con menores ventas en el mercado local;
- Finalmente, también contribuyen al incremento de ingresos, la consolidación a partir de la toma de control de las ventas de Gas Argentino S.A. (controlante de MetroGAS S.A.) por \$ 1.363 millones y de YPF Energía Eléctrica S.A. por \$ 266 millones, tal como se describe en la nota 13 a los Estados Contables Consolidados.

El costo de ventas en 2013 fue de \$ 68.571 millones, en comparación con los \$ 50.267 millones en 2012, lo que representa un aumento del 36,4%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

- Mayores volúmenes y costos de las compras por \$ 8.349 millones. Merecen mencionarse, mayores importaciones de gas oil, mayormente de bajo contenido de azufre (Eurodiesel) y de naftas Súper y Premium, todo ello con el objetivo de satisfacer la demanda según se menciona anteriormente, considerando los efectos del siniestro que afectara nuestra refinería en La Plata que redujo la capacidad de procesamiento de la Sociedad. Estas últimas importaciones se efectuaron también a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al año 2012. El efecto neto de lo mencionado previamente determinó un incremento en los costos de aproximadamente \$ 2.946 millones. Adicionalmente, se realizaron mayores compras locales de gas oil y naftas por aproximadamente \$ 342 millones. En cuanto a las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes, cabe destacar que en 2013 fueron efectuadas a precios superiores a los registrados en el año anterior, especialmente en el caso del bioetanol, habiéndose incrementado también aproximadamente en un 18,6% los volúmenes comprados, todo lo cual representó un incremento de aproximadamente \$ 916 millones;



- Asimismo se registró un incremento neto de las compras de petróleo crudo de aproximadamente \$ 1.871 millones debido a que se compraron a terceros aproximadamente 150 mil m³ de petróleo crudo más con respecto al año anterior (especialmente durante el primer trimestre), principalmente para lograr alcanzar un mayor nivel de procesamiento en refinerías, según se comenta más adelante, con el objetivo de optimizar el abastecimiento de combustibles líquidos en el mercado interno, así como también para incrementar el suministro de fuel oil a las usinas generadoras de electricidad, entre otros. Por otra parte, también contribuyó que el precio promedio de las compras de petróleo crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 24,5% en 2013 y en comparación con el registrado en el año anterior, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio;
- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente \$ 2.934 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;
- Incremento en los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, fundamentalmente en Upstream que representó aproximadamente \$1.974 millones, donde la Sociedad ha logrado detener la curva de declino de producción de crudo y gas natural e incluso incrementar la producción de ambos, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad;
- Incrementos salariales y otros gastos de personal, fundamentalmente a partir de las negociaciones y acuerdos con las entidades de representación gremial correspondientes, con un incremento aproximado de \$ 1.308 millones;
- Aumento en las regalías de crudo por un monto de aproximadamente \$ 1.258 millones, fundamentalmente por la mayor valorización en pesos del producto en boca de pozo (como marco de referencia, el precio promedio de compra de crudo durante 2013, y en comparación con el año anterior, mostró un leve aumento del 2,5%, alcanzando los US\$ 77 por barril al cierre de 2013; esto efectivamente tiene un mayor impacto si se lo expresa en Pesos, atento a la devaluación promedio de 20,4% ocurrida entre ambos ejercicios) y como consecuencia del aumento de las alícuotas registrado en aquellas provincias en las cuales se han renovado recientemente las concesiones, como es el caso de Santa Cruz a finales del pasado año 2012.

Los gastos de administración correspondientes a 2013 ascendieron a \$ 2.686 millones, presentando un aumento de \$ 454 millones (20,4%) 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 y durante 2013, como así también debido a mayores cargos por honorarios por asesoramiento jurídico vinculados a ciertas contingencias y por la incorporación al proceso de consolidación de MetroGAS S.A., a partir de la toma de control, según se menciona en Nota 13 a los Estados Contables Consolidados.



Los gastos de comercialización en 2013 ascendieron a \$ 7.571 millones, comparados con \$ 5.662 millones en 2012, lo que representa un incremento del 33,7%, motivado fundamentalmente por los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados atento a las mayores ventas, como así también por las mayores retenciones a las exportaciones, como consecuencia del aumento de los volúmenes exportados durante 2013, principalmente de crudo según se menciona anteriormente, y gas licuado. Las mayores retenciones correspondientes a las exportaciones de petróleo realizadas durante el segundo y tercer trimestre de 2013 ascendieron aproximadamente a \$ 367 millones.

Los gastos de exploración ascendieron a \$ 829 millones en la presente gestión, con un incremento neto de aproximadamente \$ 247 millones con respecto a 2012. Esta variación se debió principalmente a la registración del abandono definitivo de seis pozos de estudio exploratorio de la cuenca neuquina, correspondientes a proyectos de shale oil, los cuales si bien fueron descubridores de hidrocarburos y aportaron datos geológicos para el desarrollo futuro del área, dado el volumen de producción y otras características particulares de los mismos, no ameritaban realizar un desarrollo adicional en ellos.

Los Otros ingresos (egresos) netos correspondientes a 2013 fueron positivos en \$ 704 millones, en comparación con los \$ 528 millones negativos correspondientes a 2012. Lo antes mencionado se explica fundamentalmente por el efecto neto de los siguiente factores positivos y negativos: registración del anticipo a cuenta de la indemnización final por parte de las entidades aseguradoras en relación al incendio ocasionado por el temporal severo y sin precedentes que afectó a nuestra Refinería La Plata el pasado 2 de abril de 2013; por este hecho también se efectuó la baja total del valor residual contable de la Unidad de Coke A y parcial de la Unidad de Topping C de la mencionada refinería, ambas afectadas por el siniestro. Asimismo, la Sociedad ha provisionado su mejor estimación respecto a los reclamos bajo arbitraje de AES Uruguaiana Empreidimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM), en base al Laudo Parcial emitido por el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional (ver Nota 3 a los Estados Contables Consolidados).

Tal como se mencionara precedentemente, la Sociedad se vio afectada por las consecuencias del temporal sin precedentes que afectó toda el área de La Plata, Berisso y Ensenada y en particular nuestra refinería. Este hecho de características absolutamente inusuales, ha afectado ciertos activos de la Sociedad, y también ha tenido un impacto en los márgenes operativos vinculados a nuestra actividad de Downstream. La Sociedad realizó esfuerzos muy significativos a partir de ese momento, tendiendo tanto a mantener satisfecha su demanda, como así también a recomponer en el tiempo inicialmente estimado y comprometido la capacidad de procesamiento de su unidad de Topping C, la cual se encuentra totalmente operativa desde finales de mayo de 2013. Adicionalmente, y con relación al evento mencionado, la Sociedad continúa con el proceso de liquidación del siniestro. Sobre la base de la documentación aportada a los liquidadores designados por las compañías reaseguradoras, y luego del análisis realizado por los mismos, en noviembre de 2013 la Sociedad solicitó un pago a cuenta de la indemnización total que resulte de este proceso de aproximadamente US\$ 300 millones. Este anticipo fue aceptado y reconocido por los reaseguradores y, en consecuencia, registrado por la Sociedad en su estado de resultados. De este monto, US\$ 215 millones corresponden al concepto de daño material y la porción restante a un pago a cuenta por la pérdida de beneficios conforme los derechos emergentes de la póliza de seguro. La Sociedad



continúa en el proceso de reclamo de pérdida de beneficios, cuya cobertura se extiende hasta el 16 de enero de 2015.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en 2013 alcance los \$ 11.160 millones, en comparación con los \$ 7.903 millones correspondientes al año 2012, lo que representa un aumento de aproximadamente \$ 3.257 millones, o 41,2%.

Los resultados financieros correspondientes a 2013 fueron positivos en \$ 2.835 millones, en comparación con los \$ 548 millones correspondientes al año anterior. En este orden, el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva generada por la mayor depreciación del peso observada durante 2013 respecto al año anterior, que impactó sobre la posición monetaria pasiva en pesos dada la moneda funcional de la Sociedad, fue parcialmente compensado con los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante 2013. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para 2012 fue de \$ 11.722 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para 2013 fue de \$ 16.767 millones.

El cargo por impuesto a las ganancias en 2013 alcanzó los \$ 9.269 millones, aproximadamente \$ 4.606 millones superior al cargo correspondiente al año anterior, el cual alcanzó los \$ 4.663 millones. En este orden, del total del cargo correspondiente al impuesto a las ganancias, \$ 2.844 millones y \$ 2.720 millones, respectivamente para los años 2013 y 2012, corresponden al impuesto corriente, mientras que \$ 6.425 millones en 2013 y \$ 1.943 millones en 2012 corresponden al impuesto diferido, teniendo principalmente 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, lo cual representa en este último caso un incremento de aproximadamente \$ 4.482 millones.

La conjunción de los efectos hasta aquí descriptos determinó que la utilidad neta correspondiente a 2013 fuera de \$ 5.079 millones, en comparación con \$ 3.902 millones para el año 2012, lo que representa un incremento aproximado del 30,2%.

Los otros resultados integrales en 2013 ascendieron a \$ 12.031 millones, comparados con \$ 4.241 millones para 2012, lo que representa un incremento del 183,7% 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 a 2013 fue de \$ 17.110 millones, en comparación con \$ 8.143 millones para 2012, lo que representa un incremento aproximado del 110,1%.

CUARTO TRIMESTRE 2013 VS. CUARTO TRIMESTRE 2012

La Sociedad

Los ingresos ordinarios correspondientes al cuarto trimestre de 2013 fueron de \$ 25.294 millones, lo que representa un aumento del 34,1% en comparación con la suma de \$ 18.862 millones correspondiente al mismo trimestre de 2012. 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 2013 y comparado con el mismo trimestre de 2012 el monto de ingresos tuvo un efecto neto positivo de aproximadamente \$ 2.154 millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó durante el cuarto trimestre



de 2013 un incremento de aproximadamente 30,6% respecto al precio promedio obtenido en el mismo período de 2012. Este efecto se vio compensado con una leve disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1,2%. Esto último se observó fundamentalmente con respecto al Ultradiesel, cuya disminución en el segmento de estaciones de servicio y de transporte, se vio prácticamente compensada con volúmenes de nuestro nuevo combustible Diesel 500, mientras que en nuestro producto Eurodiesel, se observó un incremento de aproximadamente un 21,8% en los volúmenes vendidos, especialmente en el segmento de estaciones de servicio;

- En adición a lo mencionado previamente, durante el cuarto trimestre de 2013 se produjo un incremento en los volúmenes despachados de naftas de aproximadamente 7,1%. Adicionalmente, durante el cuarto trimestre de 2013 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 34,7% respecto al precio promedio obtenido en el mismo trimestre del año anterior. Los efectos antes indicados representaron un incremento neto en los ingresos por ventas de naftas de aproximadamente \$ 1.581 millones en el cuarto trimestre de 2013 en comparación con el mismo período del año anterior;
- Aumento de los volúmenes de fuel oil comercializados localmente durante el cuarto trimestre de 2013, habiendo sido destinados fundamentalmente al mercado de generación de electricidad. Adicionalmente, su precio promedio se incrementó durante 2013 aproximadamente 34,8% con relación a 2012. Todo esto tuvo un impacto positivo de aproximadamente \$ 310 millones en los ingresos por ventas de estos productos con respecto al mismo trimestre del año 2012;
- Asimismo se incrementaron los volúmenes de petróleo crudo vendidos a terceros en el mercado local (con un incremento de 30 mil m3). El efecto neto de esta operación fue un incremento de aproximadamente \$ 150 millones en los ingresos por ventas del cuarto trimestre de 2013 y en comparación con el mismo período del año anterior.
- Con relación a las ventas de gas natural en el mercado doméstico, se observa una leve caída en el volumen comercializado por la Sociedad durante el cuarto trimestre de 2013 respecto al mismo trimestre de 2012, fundamentalmente en el segmento de distribuidoras y comercializadoras, habiéndose compensado casi completamente esta disminución con mayores volúmenes despachado al segmento de usinas. Asimismo, se evidenció una recomposición en el precio promedio en pesos obtenido en algunos segmentos del mercado interno de gas natural, especialmente en algunas industrias. Adicionalmente, en el cuarto trimestre de 2013 se registraron los ingresos correspondientes al Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, dispuesto por la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. El efecto conjunto de las variaciones antes mencionadas representó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 1.217 millones entre ambos períodos.

El costo de ventas en el cuarto trimestre de 2013 fue de \$ 20.185 millones, en comparación con los \$ 14.138 millones en el cuarto trimestre de 2012, lo que representa un aumento del 42,8%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:



- Mayores importaciones de gas oil, principalmente Ultradiesel, todo ello con el objetivo primordial de satisfacer la demanda local de combustibles líquidos. Estas últimas importaciones se efectuaron también a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al mismo período del año 2012. El efecto neto de lo mencionado previamente determinó un incremento en los costos de aproximadamente \$ 763 millones. En cuanto a las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes, cabe destacar que en el cuarto trimestre de 2013 estas compras fueron efectuadas a precios superiores a los registrados en el mismo trimestre del año anterior, principalmente en el caso del bioetanol, habiéndose incrementado también aproximadamente en un 19,6% los volúmenes comprados, particularmente de bioetanol, todo lo cual representó un incremento de aproximadamente \$ 291 millones;
- Incremento neto de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 826 millones. Durante el cuarto trimestre de 2013 se compraron a terceros aproximadamente 62 mil m³ de petróleo crudo más con respecto al mismo trimestre del año anterior. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 35,7% en el cuarto trimestre de 2013 y en comparación con el registrado en el mismo período del año anterior, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio, según se menciona en párrafos precedentes;
- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente \$ 1.229 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;
- Incremento en los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, fundamentalmente en Upstream que representó aproximadamente \$556 millones, donde la Sociedad ha logrado detener y revertir la curva de declino de producción de crudo y gas natural, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad así como también estuvo afectado por un incremento en las tarifas expresadas en pesos;
- Aumento en las regalías de crudo por un monto de aproximadamente \$ 496 millones, fundamentalmente por la mayor valorización en pesos del producto en boca de pozo (como marco de referencia, el precio promedio de compra de crudo durante el cuarto trimestre de 2013, y en comparación con el cuarto trimestre del año anterior, se incrementó aproximadamente un 7,2% medido en dólares, aunque esto efectivamente tiene un mayor impacto -mayor variación- si se lo expresa en Pesos, atento a la devaluación promedio de 26,3% ocurrida entre ambos períodos). Adicionalmente, el monto de regalías correspondientes al cuarto trimestre del año 2013 se vio incrementado como consecuencia del aumento de las alícuotas registrado en aquellas provincias en las cuales se han renovado recientemente las concesiones, como es el caso de Santa Cruz a finales del pasado año 2012;



- Incrementos salariales y otros gastos de personal, fundamentalmente a partir de las negociaciones y acuerdos con las entidades de representación gremial correspondientes, con un incremento aproximado de \$ 452 millones;
- Se registraron incrementos en las provisiones por remediación ambiental de YPF S.A. por \$ 331 millones en el cuarto trimestre de 2013 comparado con el mismo período del año anterior, mayoritariamente por mayores trabajos a los previstos en las unidades de negocios de Refino y Comercial.

Los gastos de administración correspondientes al cuarto trimestre de 2013 ascendieron a \$ 797 millones, presentando un aumento de \$ 95 millones (13,5%) frente a los registrados durante el mismo período del año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2013, como así también por la incorporación al proceso de consolidación de MetroGAS S.A., según se menciona en Nota 13 a los Estados Contables consolidados.

Los gastos de comercialización en el cuarto trimestre de 2013 ascendieron a \$ 2.016 millones, comparados con \$ 1.640 millones en el mismo período de 2012, lo que representa un incremento del 22,9%, motivado fundamentalmente por los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados atento a las mayores ventas.

Los gastos de exploración tuvieron un incremento neto de aproximadamente \$ 186 millones en el cuarto trimestre de 2013 con respecto a igual período de 2012. Esta variación se debió principalmente a la registración del abandono definitivo de tres pozos de estudio exploratorio de la cuenca neuquina, correspondientes a proyectos de shale oil, los cuales si bien fueron descubridores de hidrocarburos y aportaron datos geológicos para el desarrollo futuro del área, dado el volumen de producción y otras características particulares de los mismos, no ameritaban realizar un desarrollo adicional en ellos.

Los Otros Ingresos, netos correspondientes al cuarto trimestre de 2013 fueron positivos en \$ 1.828 millones, en comparación con los \$ 418 millones negativos correspondientes a 2012. Lo antes mencionado se explica fundamentalmente por la registración del anticipo a cobrar correspondiente al seguro por el siniestro que afectó nuestra Refinería La Plata, así como también por menores cargos vinculados a nuestra sociedad controlada YPF Holdings, relacionados con la actualización de los costos estimados de remediaciones medioambientales.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en el cuarto trimestre de 2013 alcance los \$ 3.820 millones, en comparación con los \$ 1.846 millones correspondientes al cuarto trimestre del año 2012, lo que representa un aumento de aproximadamente \$ 1.974 millones.

Los resultados financieros correspondientes al cuarto trimestre del año 2013 fueron positivos en \$ 1.869 millones, en comparación con los \$ 609 millones positivos correspondientes al mismo período del año 2012. En este orden, el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva generada por la mayor depreciación del peso observada durante el cuarto trimestre de 2013 respecto al mismo período del año anterior, y atento a la posición monetaria pasiva en pesos y a la moneda funcional de la Sociedad, fue parcialmente compensado con los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante el presente período de 2013. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el cuarto trimestre de 2012 fue de \$ 11.732



millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el cuarto trimestre de 2013 fue de \$ 20.175 millones.

El cargo por impuesto a las ganancias en el cuarto trimestre del año 2013 alcanzó los \$ 4.087 millones, aproximadamente \$ 2.635 millones superior al cargo correspondiente al cuarto trimestre del año 2012 el cual alcanzó los \$ 1.452 millones. En este orden, el mencionado incremento tiene su origen principalmente en el resultado operativo del trimestre, más 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 2013 fue de \$ 1.878 millones, en comparación con \$ 1.019 millones para el cuarto trimestre del año 2012, lo que representa un aumento aproximado del 84,3%, producto de los efectos mencionados en los párrafos precedentes.

Los otros resultados integrales en el cuarto trimestre de 2013 ascendieron a \$ 5.661 millones, comparados con \$ 1.345 millones en igual período de 2012, lo que representa un incremento del 321% 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 2013 fue de \$ 7.539 millones, en comparación con \$ 2.364 millones para el cuarto trimestre del año 2012, lo que representa un incremento aproximado del 218,9%.

1.1. Exploración y Producción

En el cuarto trimestre de 2013, el segmento de Exploración y Producción tuvo un resultado operativo de \$ 1.729 millones frente a la utilidad de \$ 1.222 millones correspondiente al cuarto trimestre del año 2012.

Es un hecho destacable positivamente en el cuarto trimestre de 2013 que la producción total de crudo fue un 6,3% superior a la producción registrada en el mismo trimestre de 2012 mostrando de esta forma los esfuerzos (y el resultado de los mismos) de la Sociedad en revertir la curva de declinación de producción a partir del cambio de control de la misma en abril del año 2012. Dentro de la operatoria comercial entre segmentos, el volumen transferido entre el segmento de Exploración y Producción y el segmento de Downstream fue un 11,4% superior durante el cuarto trimestre de 2013, comparado contra el mismo período de 2012 y teniendo en cuenta además la variación neta de los stocks de crudo en esta unidad de negocios durante ambos períodos. Asimismo durante el cuarto trimestre de 2013 se incrementaron los volúmenes de ventas de crudo a terceros en el mercado local en unos 30 mil m³.

El precio intersegmento medido en dólares correspondiente al cuarto trimestre de 2013 se incrementó un 7,8% (no obstante representar dicha variación un aumento aproximado de 36,1% medido en Pesos, atento a la depreciación del peso frente al dólar) con relación al mismo período del año anterior.

En términos de gas natural, la producción del cuarto trimestre de 2013 alcanzó los 35,5 millones de metros cúbicos diarios, lo cual representa un incremento de aproximadamente 10,2% frente al mismo trimestre del año anterior, mostrando de manera similar a lo comentado previamente respecto a la producción de crudo, una reversión de la curva de declinación de producción, todo ello comparado con lo que ocurría un ejercicio atrás. La totalidad de la producción antes mencionada, neta de los consumos internos, es asignada al segmento



Downstream para su comercialización a terceros, obteniendo el segmento de Exploración y Producción el precio promedio obtenido por la Sociedad en dichas ventas, neto de la tarifa por comercialización. Adicionalmente, el segmento de Exploración y Producción registra el incentivo a la producción de gas creado a través del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, lo cual implicó un incremento de ingresos de aproximadamente \$ 983 millones en el trimestre.

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 2013 un 53,9% con relación al mismo período del año anterior.

En términos de gastos se presentan en el cuarto trimestre de 2013 y con relación al mismo período de 2012, entre otros, lo siguiente:

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente \$ 1.108 millones, lo cual es motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior, a partir de las mayores inversiones realizadas durante 2012 y 2013, 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;
- Incrementos en los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad de aproximadamente \$ 556 millones. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, con el resultado ya comentado de la reversión de la curva de declino de producción de crudo y gas natural, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad, a lo que se sumó un incremento de las tarifas en pesos;
- Aumento en las regalías de crudo de aproximadamente \$ 496 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 36,1% en pesos entre ambos períodos);

Los gastos de exploración tuvieron un incremento neto de aproximadamente \$ 186 millones en el cuarto trimestre de 2013 con respecto a igual período de 2012. Esta variación se debió principalmente a la registración del abandono definitivo de tres pozos de estudio exploratorio de la cuenca neuquina, correspondientes a proyectos de shale oil, los cuales si bien fueron descubridores de hidrocarburos y aportaron datos geológicos para el desarrollo futuro del área, dado el volumen de producción y otras características particulares de los mismos, no ameritaban realizar un desarrollo adicional en ellos.

1.2. Downstream

En el cuarto trimestre de 2013, el segmento de Downstream, el cual agrupa tanto las actividades de refino, marketing, logística, química, generación de electricidad y distribución de gas natural, registró una ganancia operativa de \$ 2.767 millones en comparación con la ganancia de \$ 1.197 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 el cuarto trimestre de 2013 y comparado con igual período de 2012, por un monto neto positivo de aproximadamente \$ 2.154 millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para



el mix de gasoil representó durante el cuarto trimestre de 2013 un incremento de aproximadamente 30,6% respecto al precio promedio obtenido en el mismo período de 2012. Este efecto se vio compensado con una leve disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1,2%. Esto último se observó fundamentalmente con respecto al Ultradiesel, cuya disminución en el segmento de estaciones de servicio y en el de transporte, se vio prácticamente compensada con volúmenes de nuestro nuevo combustible Diesel 500, mientras que en nuestro producto Eurodiesel, se observó un incremento de aproximadamente un 21,8% en los volúmenes vendidos, especialmente en el segmento de estaciones de servicio;

- Incremento neto de las ventas de naftas, durante el cuarto trimestre de 2013, de aproximadamente \$ 1.581 millones en comparación con el mismo período del año anterior. Dentro de este contexto se produjo un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 7,1%. Adicionalmente, durante el cuarto trimestre de 2013 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 34,7% respecto al precio promedio obtenido en el mismo período en 2012;
- Aumento de los volúmenes de fuel oil comercializados localmente durante el cuarto trimestre de 2013, habiendo sido destinados fundamentalmente al mercado de generación de electricidad. Adicionalmente, su precio promedio se incrementó durante 2013 aproximadamente 34,8% con relación a 2012. Todo esto tuvo un impacto positivo de aproximadamente \$ 310 millones en los ingresos por ventas de estos productos con respecto al mismo trimestre del año 2012;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado interno, en el cuarto trimestre de 2013 se comercializaron mayores volúmenes de metanol, menores volúmenes de aromáticos y similares volúmenes de alcoholes, LAB y LAS, todos ellos con mejores precios, todo lo cual arrojó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 155 millones con respecto al cuarto trimestre de 2012. En cuanto a las exportaciones de petroquímicos, se registraron menores volúmenes de metanol, solventes, alcoholes y corte parafínico liviano, aunque con mejores precios promedio, con un efecto neto negativo en los ingresos por ventas de aproximadamente \$ 225 millones.
- Mayores volúmenes importados de gas oil, principalmente Ultradiesel, habiéndose efectuado estas últimas también a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al mismo período del año 2012, teniendo la importación de este producto un efecto de aumento en los importes netos de compras de aproximadamente \$ 763 millones, y con el objetivo de mantener el nivel de satisfacción de la demanda;
- Las compras 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), fueron efectuadas en el cuarto trimestre de 2013 a precios superiores a los registrados en el mismo trimestre del año anterior, especialmente en el caso del bioetanol, habiéndose incrementado también aproximadamente en un 19,6% los volúmenes comprados, particularmente de bioetanol, todo lo cual representó un incremento de aproximadamente \$ 291 millones;
- Mayores costos en las compras de petróleo crudo, a terceros y al segmento de Exploración y Producción, lo cual se encuentra principalmente motivado por el incremento en el precio del petróleo crudo expresado en pesos a partir de la variación cambiaria del peso frente al dólar entre ambos períodos, tal como se menciona en párrafos anteriores. De esta manera, el

precio promedio de compra de petróleo crudo al segmento de Exploración y Producción, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 36,1% en el cuarto trimestre de 2013 respecto a igual período de 2012 y el precio de compra a otros productores de petróleo crudo se incrementó aproximadamente un 35,7% en igual comparación. Cabe mencionar también, que los volúmenes de compras de petróleo crudo a otros productores aumentaron aproximadamente un 7,7% (en torno a los 62 mil m³) en el presente trimestre y en comparación con el mismo período de 2012;

- En relación a los costos de producción, se observa durante el cuarto trimestre de 2013 un aumento 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, así como también en los costos de las pólizas de seguros, todos los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de la economía y los incrementos salariales, todo lo cual fuera anteriormente comentado. En el presente trimestre también se continuaron registrando cargos vinculados a la reparación de los daños causados por el siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata por el temporal sin precedentes que afectó la misma, vinculados a limpieza, remediación y reparaciones generales del Complejo, así como también al desmontaje de instalaciones siniestradas. Como consecuencia de todo esto, considerando que la masa de gastos utilizada para el cálculo del indicador se incrementó aproximadamente un 30,9% y considerando asimismo el menor nivel de procesamiento en refinerías según se menciona en el párrafo siguiente, el costo de refinación se incrementó en el cuarto trimestre de 2013 en aproximadamente un 33,6% en comparación con el mismo trimestre del año 2012, siendo el actual de aproximadamente \$ 41,0 por barril;
- 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 prácticamente la totalidad de su producción al mercado interno. En cuanto a volúmenes, en el presente trimestre se registró menor nivel de despachos a distribuidoras del segmento residencial, al igual que a GNC, y a comercializadoras, compensado casi completamente con un aumento en los volúmenes despachados a usinas. En materia de precios, se observa una recomposición de los mismos fundamentalmente en algunas industrias en el mercado argentino. 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, habiéndose incrementado aproximadamente un 21,6%, si se lo expresa en pesos.
- Sobre la base de la documentación aportada a los liquidadores designados por las compañías reaseguradoras, y luego del análisis realizado por los mismos, en noviembre de 2013 la Sociedad solicitó un pago a cuenta de la indemnización total que resulte de este proceso de aproximadamente US\$ 300 millones. Este anticipo fue aceptado y reconocido por los reaseguradores y, en consecuencia, registrado por la Sociedad en su estado de resultados. De este monto, US\$ 215 millones corresponden al concepto de daño material y la porción restante a un pago a cuenta por la pérdida de beneficios conforme los derechos emergentes de la póliza de seguro. La Sociedad continúa en el proceso de reclamo de pérdida de beneficios, cuya cobertura se extiende hasta el 16 de enero de 2015.



Con relación a la actividad de nuestras sociedades controladas MetroGAS S.A. e YPF Energía Eléctrica S.A., que comenzaron a consolidarse durante el segundo y tercer trimestre del presente ejercicio respectivamente, los valores de ingresos y costos de estas sociedades que impactaron en el balance de la Sociedad se encuentran detallados en la nota 13 a los Estados Contables consolidados.

Durante el cuarto trimestre de 2013 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 287 mil barriles diarios de petróleo, situándose aproximadamente en un 2,1% por debajo del nivel observado en el cuarto trimestre del año anterior. Esta disminución se debió prácticamente en su totalidad a la afectación en la capacidad de refinación que sufrió la Refinería La Plata luego del siniestro sufrido el pasado 2 de abril de 2013, mereciendo destacarse que los otros dos complejos de refinación de la Sociedad, Luján de Cuyo y Plaza Huincul, funcionaron prácticamente al 100% de su capacidad durante el cuarto trimestre de 2013.

1.3. Administración Central y Otros

En el cuarto trimestre de 2013 la pérdida operativa del segmento Administración Central y Otros ascendió a \$ 441 millones, frente a los \$ 824 millones correspondientes al mismo período del año anterior. Los resultados del segmento fueron positivamente afectados por menores pérdidas vinculadas a nuestra sociedad controlada YPF Holdings con respecto a los cargos registrados en el cuarto trimestre de 2012, referidos a la actualización de los costos estimados de remediaciones ambientales, por los mejores resultados registrados en el cuarto trimestre de 2013 por nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A., como así también por el efecto de la redistribución de ciertos costos corporativos a los negocios mencionados en los párrafos precedentes, compensado todo esto parcialmente con mayores costos por incremento de salarios y cargas sociales, contrataciones de servicios informáticos y publicidad institucional.



2. Síntesis de la Estructura Patrimonial (1)

Balances Generales Consolidados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
Activo			
Activo No Corriente	101.081	61.601	47.769
Activo Corriente	34.514	18.348	13.221
Total del Activo	135.595	79.949	60.990
Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la controlante	48.016	31.260	23.420
Interés no controlante	224	-	-
Total Patrimonio Neto	48.240	31.260	23.420
Pasivo			
Pasivo No Corriente	54.547	27.759	16.599
Pasivo Corriente	32.808	20.930	20.971
Total del Pasivo	87.355	48.689	37.570
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	135.595	79.949	60.990

- (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. En las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2013, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 07 -MARZO- 2014
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 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
Ingresos Ordinarios	90.113	67.174	56.211
Costo de Ventas	<u>(68.571)</u>	<u>(50.267)</u>	<u>(41.143)</u>
Utilidad Bruta	<u>21.542</u>	<u>16.907</u>	<u>15.068</u>
Gastos de Comercialización	(7.571)	(5.662)	(5.438)
Gastos de Administración	(2.686)	(2.232)	(1.822)
Gastos de Exploración	(829)	(582)	(574)
Otros ingresos (egresos), netos	704	(528)	(46)
Utilidad Operativa	<u>11.160</u>	<u>7.903</u>	<u>7.188</u>
Resultado de las inversiones en sociedades	353	114	685
Resultados Financieros	2.835	548	(287)
Utilidad Neta antes de Impuesto a las Ganancias	<u>14.348</u>	<u>8.565</u>	<u>7.586</u>
Impuesto a las Ganancias	(2.844)	(2.720)	(2.495)
Impuesto Diferido	<u>(6.425)</u>	<u>(1.943)</u>	<u>(646)</u>
Utilidad Neta del ejercicio	<u>5.079</u>	<u>3.902</u>	<u>4.445</u>
Otros resultados integrales consolidados	<u>12.031</u>	<u>4.241</u>	<u>1.852</u>
Resultado integral consolidado total del ejercicio	<u>17.110</u>	<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. En las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2013, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 07 -MARZO - 2014
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 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
Flujos de Efectivo de las Actividades Operativas	20.964	17.301	12.686
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(22.344)	(16.403)	(12.158)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	6.979	2.654	(1.844)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	224	83	102
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	5.823	3.635	(1.214)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	4.747	1.112	2.326
Efectivo y equivalentes incorporados en la toma de control de GASA	143	-	-
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio	10.713	4.747	1.112
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	5.823	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. En las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2013, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 07 -MARZO - 2014
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 2013	Ene/ Dic 2012	Ene/ Dic 2011	Ene/ Dic 2010	Ene/ Dic 2009
Producción de Crudo (incluye GNL)	mbd	280	275	273	293	302
Producción neta de gas natural	Mpcd	1.196	1.179	1.208	1.346	1.460
Entregas de crudo a terceros	mbd	15	6	7	8	9
Entregas de gas natural	Mpcd	1.078	1.182	1.189	1.260	1.447
Crudo procesado	bd	277.707	288.189	284.459	297.717	303.265
SUBPRODUCTOS VENDIDOS						
Motonaftas	bd	78.318	70.938	66.918	60.875	63.506
Gas Oil	bd	140.807	139.211	148.682	140.272	135.257
JP1 y Kerosén	bd	16.451	16.662	16.580	17.015	16.456
Fuel Oil	bd	23.271	22.831	15.077	24.068	24.313
GLP	bd	18.771	17.906	20.168	20.838	22.392
Otros (1)	bd	68.740	74.432	78.835	72.676	60.797
TOTAL	bd	346.358	341.980	346.260	335.744	322.721
CRUDO VENDIDO						
En el mercado local	mbd	7	5	6	6	7
En el exterior	mbd	8	1	1	2	2
SUBPRODUCTOS VENDIDOS						
En el mercado local	mbd	301	306	304	285	268
En el exterior	mbd	45	36	42	51	55
TOTAL CRUDO Y SUBPRODUCTOS VENDIDOS	mbd	361	348	353	344	332

(1) Incluye principalmente: carbón de petróleo, petroquímicos, nafta virgen, propileno, lubricantes y derivados.



6. Índices (1)

	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
Liquidez corriente (Activo Corriente sobre Pasivo Corriente)	1,052	0,877	0,630
Solvencia (Patrimonio Neto sobre Pasivo Total)	0,552	0,642	0,623
Inmovilizado del Capital (Activo no Corriente sobre Activo Total)	0,745	0,771	0,783
Rentabilidad (Utilidad Neta sobre Patrimonio neto promedio)	0,128	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/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. En las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2013, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 07 -MARZO - 2014
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 (Ley N° 26.741), 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 constituye 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, que implica una oportunidad única en nuestro país debido: a) la expectativa vinculada a la existencia de grandes volúmenes de recursos prospectivos en la Argentina, tal como resulta de estimaciones incluidas en reportes emitidos por diversas entidades a nivel internacional, b) la participación relevante que poseemos en los derechos de exploración y explotación sobre el *acreage* en el cual se encontrarían localizados dichos recursos y c) la posibilidad de integrar un portafolio de proyectos de alto potencial; (ii) el relanzamiento de la exploración convencional y no convencional, extendiendo los límites de yacimientos actuales e incursionando en nuevas fronteras exploratorias, incluyendo el offshore; (iii) el aumento en inversión y gastos operativos en áreas maduras que presentan oportunidades rentables de aumentos del factor de recuperación mediante pozos infill, extensión de la recuperación secundaria y pruebas de recuperación terciaria; (iv) retornar a una activa producción de gas natural acompañando la producción de crudo y (v) aumentar la producción de productos refinados mejorando la capacidad de refinación, lo que implicará mejorar la capacidad instalada, incrementar, actualizar y convertir 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 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 y sucesivos. 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.



En tal sentido, en el mes de diciembre de 2013 hemos completado con subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante “Chevron”) un Acuerdo de Proyecto de Inversión que tiene por objetivo la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El Acuerdo contempla un desembolso, de hasta 1.240 millones de dólares por parte de Chevron para una primera fase de trabajo que desarrolla unos 20 km² (el “proyecto piloto”) (4.942 acres) de los 395 km² (97.607 acres) correspondientes al área afectada al proyecto, ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana. Este primer proyecto piloto contempla la perforación de más de 100 pozos. Conjuntamente con lo ya invertido por YPF en la mencionada área, este nuevo aporte comprendería una inversión total de 1.500 millones de dólares en el proyecto piloto, donde ya se encuentran operando 19 equipos de perforación y se extraen más de 10 mil barriles equivalentes de petróleo diarios. Juntamente con lo ya invertido por YPF en la mencionada área y una vez completado el monto comprometido luego de finalizado el proyecto piloto, ambas empresas estiman, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, continuar con el desarrollo total del Área Loma Campana, compartiendo las inversiones al 50 por ciento.

En el mismo sentido, durante el mes de septiembre de 2013, hemos firmado con Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisor S.A. (ambas en adelante “Dow”) un Acuerdo que contempla un desembolso por ambas partes de hasta U\$S 188 millones que se destinarán a la explotación conjunta de un proyecto piloto de gas no convencional en la provincia del Neuquén, de los cuales Dow aportaría hasta U\$S 120 millones a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, que contempla una primera fase de trabajo en la que se perforarían 16 pozos. En caso que Dow ejerza la opción de conversión, la Sociedad cedería el 50% de su participación en el área “El Orejano”, la cual comprende una extensión total de 45 km² (11.090 acres), en la provincia del Neuquén y el 50% de participación en una UTE a conformarse para la explotación de dicha área. Cabe recordar que durante el mes de marzo de 2013 pusimos en servicio en esta área el primer pozo de shale gas de la compañía en el país denominado orejano x-2 (EOr. X-2). Con este pozo, ubicado aproximadamente a 60 km al noroeste de la ciudad de Añelo, provincia de Neuquén, logramos inyectar gas de Vaca Muerta al Sistema de Transporte Nacional a través del Gasoducto Pacífico operado por la empresa Transporte de Gas del Norte.

De igual forma, con fecha 6 de noviembre de 2013, hemos firmado un acuerdo de inversión con Petrolera Pampa S.A. (en adelante “Petrolera Pampa”), por el cual Petrolera Pampa se compromete a invertir US\$ 151,5 millones a cambio del 50% de participación en la producción de los hidrocarburos del área Rincón del Mangrullo en la Provincia del Neuquén correspondiente a la “Formación Mulichinco” (en adelante el “Área”), en la cual YPF será operador del Área. Durante una primera etapa (que deberá ser completada en un plazo de 12 meses), Petrolera Pampa se ha comprometido a invertir US\$ 81,5 millones para la perforación de 17 pozos y la adquisición e interpretación de aproximadamente 40 km² de sísmica 3D. Adicionalmente, la Sociedad sumará una inversión equivalente para la perforación de 17 pozos adicionales de los cuales tendrá derecho a obtener el 100% de lo producido. Una vez concluida la primera etapa de inversión Petrolera Pampa podrá optar por continuar con una segunda fase de inversiones (a ser completada en un plazo de 12 meses) que contempla una inversión de US\$ 70 millones para la perforación de 15 pozos. Finalizadas las dos etapas, las Partes podrán llevar adelante las inversiones necesarias para el desarrollo futuro del Área de acuerdo a los porcentajes de participación respectiva (50% cada una de ellas).



Por otra parte, el 12 de febrero de 2014 hemos firmado un acuerdo de adquisición de las operaciones que la empresa Apache tiene en el país y de esta manera, una vez producido el cierre de la transacción, nos posicionaremos como la principal operadora de Gas de Argentina. Los principales activos incluidos en la transacción se encuentran en las provincias del Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, producen un total de 46.800 barriles equivalentes de petróleo por día, cuentan con una infraestructura importante de ductos y plantas y se emplean unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta. Esta compra, implicará un impacto significativo para YPF: volvemos a la Cuenca Austral, aumentaremos la producción de gas, incrementaremos nuestras reservas de hidrocarburos y accederemos a una producción de petróleo calidad Medanita, óptimo para nuestras refinerías. El precio convenido entre las partes es de US\$ 800 millones, más capital de trabajo, menos los ajustes a la fecha de cierre del contrato que puedan surgir por cuestiones fuera del curso ordinario de los negocios. A la fecha de los presentes Estados Contables ya se ha pagado un anticipo de US\$ 50 millones. A su vez, YPF ha celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. ("Pluspetrol") por el cual le otorga, a cambio de US\$ 217 millones, porcentajes de participación correspondientes a Apache Energía Argentina S.R.L. (sociedad controlada por Apache Canada Argentina Holdings S.a.r.l.) en 3 concesiones y cuatro contratos de UTE, como así también una participación correspondiente a YPF en un contrato de UTE. Todas las participaciones se vinculan a activos ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta.

Adicionalmente, con fecha 31 de enero de 2014, YPF ha adquirido de Petrobras Argentina S.A. su participación del 38,45% en el contrato de UTE Puesto Hernández que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Puesto Hernández (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en las provincias de Neuquén y Mendoza, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada a través del mencionado contrato de UTE que expira el 30 de junio de 2016 y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Puesto Hernández, convirtiéndose en su operador. Puesto Hernández produce en la actualidad más de 10.000 barriles por día de crudo liviano (calidad Medanita). La transacción se realizó por un monto de US\$ 40,7 millones. YPF, al pasar a ser el operador del Área, podrá acelerar los planes de inversión para optimizar su potencial productivo hasta el año 2027.

Del mismo modo, con fecha 7 de febrero de 2014, YPF ha adquirido de Potasio Río Colorado S.A. su participación del 50% en el contrato de UTE Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa formación conocida como "Lajas" que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa provenientes del horizonte geológico "Lajas" (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en la provincia de Neuquén, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada por YPF a través del mencionado contrato de UTE que se extendía hasta la finalización de la concesión y/o de cualquier acuerdo o contrato que otorgaría el derecho a seguir explotando el "Área" y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa "Lajas". La transacción se realizó por un monto de US\$ 25 millones.

Otro aspecto de suma importancia en cuento a la actividad productiva fueron las renovaciones de las concesiones de explotación en la Provincia de Chubut producidas durante el ejercicio. En este sentido, el 2 de octubre de 2013 se publicó la ley de la Provincia de Chubut que aprueba el Acuerdo de Extensión de las Concesiones de Explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto



Quiroga ubicadas en la Provincia de Chubut. YPF es titular del 12.196% de dichas concesiones mientras que Petrobras Argentina S.A. es titular del 35.67% y TECPETROL S.A. es titular del restante 52.133%. Las Concesiones fueron extendidas por el plazo de 30 años contados a partir del año 2017. Asimismo, el 26 de diciembre de 2013, YPF suscribió con la Provincia de Chubut un Acuerdo para la extensión del plazo de duración original de las Concesiones de Explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. El Acuerdo de Extensión prorrogan por el término de 30 años los plazos de las concesiones de explotaciones que vencían en los años 2017 (Campamento Central – Cañadón Perdido y El Trébol – Escalante), 2015 (Restinga Alí) y 2016 (Manantiales Behr).

Adicionalmente, la Sociedad ha negociado con el Poder Ejecutivo de la provincia de Tierra del Fuego los términos para extender sus concesiones en dicha provincia, habiendo suscripto con fecha 18 de diciembre de 2013 el Acuerdo de Extensión para las Concesiones Tierra del Fuego y los Chorrillos hasta los años 2027 y 2026, respectivamente. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, el mencionado acuerdo se encuentra pendiente de ratificación por la Legislatura de la provincia de Tierra del Fuego.

Asimismo, 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.

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.

Por otra parte durante el año 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), operación que fue finalmente perfeccionada en mayo de 2013. 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.

Otro desafío encarado por la Sociedad en la gestión, ha sido el entrar en el segmento de energía eléctrica, a través de la creación de YPF Energía Eléctrica S.A. a partir del 1° de agosto de 2013. Esta nueva sociedad, que surge de la escisión de los activos de Pluspetrol Energy (sociedad vinculada hasta el 31 de Julio de 2013 en la que YPF participaba en un 45% de su capital social), tiene por objetivo la producción y comercialización de energía eléctrica. A través de la operación de sus centrales eléctricas de última generación ubicadas en la localidad de El Bracho, provincia de Tucumán, mediante dos ciclos combinados que totalizan 800 MW de



potencia, aportará el 5% de la energía consumida en la Argentina y contribuirá al abastecimiento energético de las operaciones de YPF, avanzando en la generación de valor de la cadena de producción energética.

Merece destacarse también la creación de YPF Tecnología S.A. (Y-TEC), una nueva empresa en sociedad con el Conicet con la misión de investigar, desarrollar, producir y comercializar tecnologías, conocimientos, bienes y servicios en la industria energética, que será un referente internacional tecnológico en la producción de petróleo y gas no convencional. Sus procesos estarán orientados a determinar prioridades y alinear los trabajos de I+D con las necesidades de las unidades de negocios de Upstream y Downstream, así como diseñar un Plan de Tecnología para el aumento rápido y eficiente de la producción, coordinado en todo momento con las políticas de preservación y cuidado del Medio Ambiente definidas por la Sociedad.

A partir del incendio ocurrido en la refinería La Plata y como consecuencia de haber sido afectada dicha ciudad por un temporal sin precedentes, se implementó un plan de normalización, que incluye como principal punto la aceleración de la construcción de una nueva planta de coque, que demandará una inversión de alrededor de 800 millones de dólares y que se estima poner en marcha durante el año 2015. 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 continúan enfocados a la optimización de nuestra estructura de financiamiento, como así también a la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a nuestros objetivos incrementales de inversión, hechos que han comenzado a materializarse a partir de la emisión de obligaciones negociables realizadas por la Sociedad durante 2012 y 2013. En este sentido, ha sido un gran logro para YPF la emisión de dos series de Obligaciones Negociables internacionales por 650 millones de dólares con resultados que superaron las mejores expectativas. La primera de ellas por 150 millones de dólares se realizó a una tasa interés variable LIBOR más 7,5% con vencimiento a 5 años y garantizada con flujos futuros de fondos provenientes de exportaciones. La segunda por 500 millones de dólares, se realizó a una tasa interés fija del 8,875% con un único vencimiento a 5 años y sin garantías. De esta manera, YPF luego de 15 años vuelve a acceder a los mercados internacionales con una respuesta que demostró la confianza que los inversores tienen en los resultados y las perspectivas de la Sociedad.

La compañía, con este tipo de instrumentos, consolida su estrategia de diversificación de fuentes de financiamiento y extensión de plazo de su deuda, para sostener los niveles de nuestro plan de inversión en la producción de hidrocarburos.

Miguel M. Galuccio
Presidente