



**SOCIEDAD ANONIMA**

Memoria

Estados Contables Consolidados  
al 31 de Diciembre de 2014 y Comparativos

Informe de los Auditores Independientes

Informe de la Comisión Fiscalizadora



## Memoria

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

### Contenido

---

- I. Situación y contexto macroeconómicos*
- II. Consideraciones generales*
- III. Información Operativa y Financiera*
- IV. Política de dividendos*
- V. Política de remuneraciones al Directorio y planes de bonificación e incentivos*
- VI. Gestión de la Sociedad y Sistema de control interno*
- VII. Cuestiones ambientales*
- VIII. Información sobre reservas petroleras y gasíferas*
- IX. Perspectivas*
- X. Propuesta de asignación de utilidades*



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 2014.

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.

### ***I. Situación y contexto macroeconómicos***

Siendo YPF una empresa cuya actividad se centra básicamente en el mercado argentino, la Sociedad lleva a cabo su gestión en el marco de la evolución de las principales variables del contexto macroeconómico del país. En este contexto y de acuerdo a los datos del Informe de Avance del Nivel de Actividad confeccionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC), la estimación preliminar de actividad económica reflejó una caída del 0,8% para el tercer trimestre del año 2014 y una variación neutra para el acumulado de los primeros nueve meses de 2014, mientras que el mismo informe había mostrado un incremento del 2,9% en el PIB (Producto Interno Bruto) para todo el año 2013.

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 del ejercicio 2014 fue de un 23,9%.

En materia de financiamiento al sector privado, y luego de haber experimentado una tendencia creciente a lo largo de todo el año 2013, las tasas de interés en el mercado local continuaron mostrando una tendencia en el mismo sentido especialmente durante el primer trimestre de 2014. En el segundo trimestre del año, las tasas de interés mostraron una paulatina reducción, mientras que a lo largo del segundo semestre del año, las tasas de interés aplicadas sobre los préstamos al sector privado mostraron leves oscilaciones, finalizando el año en niveles similares o muy levemente superiores a los observados a finales de 2013, dependiendo la línea de préstamos que se observe. Cabe destacar que los préstamos en pesos al sector privado presentaron un crecimiento acumulado del orden del 20% en los últimos doce meses.

El tipo de cambio peso/dólar había culminado el año 2013 en un valor de 6,52 pesos por dólar y se incrementó hasta llegar a 8,55 pesos por dólar al cierre del año 2014, resultando por lo tanto aproximadamente un 31,1% superior a la cotización observada a finales del 2013. Esta devaluación se produjo principalmente en el mes de enero de 2014 (aproximadamente un 23% durante dicho mes), habiéndose observado una relativa estabilidad en el mercado cambiario desde entonces y hasta el cierre del presente ejercicio.



En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, la cotización del barril de crudo Brent alcanzó los US\$ 55,27 al cierre del mes de diciembre de 2014 (frente a los US\$ 109,95 al cierre de 2013), lo que representa una caída de 49,7%.

En este contexto, productores locales de crudo y refinadores han acordado reducir el precio local de comercialización del barril de petróleo en aproximadamente 7 dólares por barril, el cual se había mantenido estable a pesar de la baja en el precio internacional del crudo Brent ocurrida en meses recientes, como así también reducir el precio de venta al público de naftas y gasoil en aproximadamente 5% a partir del 1 de enero de 2015. Adicionalmente, el gobierno argentino ha impulsado recientemente una serie de medidas tendientes a sostener tanto la actividad como la producción de la industria petrolera. Dentro de las medidas mencionadas se encuentran la disminución en las alícuotas del impuesto a la transferencia de combustibles y el fondo hídrico de infraestructura, la disminución en las alícuotas de retención aplicables a la exportación de ciertos productos de la industria petrolera, lo cual tiene un efecto positivo en los ingresos netos obtenidos por las empresas del sector.

Asimismo, el 3 de febrero de 2015 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la resolución N° 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, la cual crea el Programa de Estímulo a la Producción de Crudo consistente en una compensación económica a favor de las empresas beneficiarias, pagadera en pesos, por un monto equivalente de hasta tres dólares por barril, por la producción total de cada empresa que resulte beneficiaria, siempre y cuando su producción trimestral de crudo sea mayor o igual a la producción tenida por base para dicho programa. Se define como producción base a la producción total de petróleo crudo de las empresas beneficiarias correspondiente al cuarto trimestre de 2014, expresada en términos de barriles diarios. Aquellas empresas beneficiarias que, una vez abastecida la demanda de todas las refinerías habilitadas para operar en el país, destinen parte de su producción al mercado externo, podrán recibir una compensación económica adicional de dos o tres dólares por barril de petróleo crudo exportado, dependiendo del nivel de volumen de exportación alcanzado.

Cabe mencionar también que con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la ley N° 27.007, que modifica la ley de hidrocarburos N° 17.319. Los aspectos más relevantes de la nueva ley son los siguientes:

- Respecto de los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial. Asimismo, se modifica el proceso de reversión de áreas.
- Respecto de las concesiones, se prevén tres tipos de concesiones, de explotación convencional, de explotación no convencional, y de explotación en la plataforma continental y mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
- Se adecuaron los plazos de las concesiones de transporte de hidrocarburos a los plazos para las concesiones de explotación.



- En materia de regalías, se establece un máximo de un 12% pudiendo llegar a un 18% en el caso de prórrogas otorgadas, en los cuales la ley también establece el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.
- Se establece la extensión al régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto 929/2013) para los proyectos que representen una inversión directa en moneda extranjera no menor a US\$ 250 millones.
- Se establece la reversión y transferencia de los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costas afuera nacionales respecto de las cuales no existan contratos de asociación suscriptos con ENARSA a la Secretaría de Energía de la Nación.

Como es de conocimiento público, tras el rechazo del 16 de junio del recurso presentado por la República Argentina ante la Corte Suprema de Justicia de Estados Unidos, el Juez de Distrito Sur de New York que interviene en la causa NML CAP. LTD., ET AL, Vs. REPUBLIC OF THE ARGENTINA, levantó el "stay" que suspendía la ejecución de la orden pari passu oportunamente dispuesta por él.

El 26 de junio de 2014 la Argentina procedió a depositar el monto aplicable al pago de los servicios de capital e intereses correspondientes a los tenedores de bonos bajo ley extranjera, que adhirieron voluntariamente al canje de deuda del período 2005-2010, por el equivalente a US\$ 832 millones, de los cuales US\$ 539 millones fueron depositados en cuentas del Banco New York Mellon (BONY), en el Banco Central de la República Argentina (BCRA), y cuyo vencimiento operaba el 30 de junio de 2014. En este mismo día, el juez Griesa rechazó reponer el "stay" solicitado el 23 de junio de 2014.

El día 27 de junio de 2014, en una audiencia llevada a cabo en la Corte de Distrito Sur de Nueva York, el Juez de la causa dispuso que los fondos antes mencionados no debían ser girados por el banco a los tenedores de deuda reestructurada sin que exista previamente un acuerdo con los holdouts. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, las partes no han arribado a un acuerdo y el BONY no ha girado los fondos depositados por la República Argentina a los tenedores de bonos bajo ley extranjera invocando lo resuelto por el Juez de Distrito. La República Argentina ha alegado que ha cumplido con su obligación para con los bonistas reestructurados mediante dicho depósito, debiendo el fiduciario hacer entrega de ese dinero a sus beneficiarios.

El 11 de septiembre de 2014 la República Argentina promulgó la Ley 26.984 de Pago Soberano, que contempla diversos mecanismos a fin de posibilitar el pago al 100% de los acreedores en las condiciones de los canjes 2005 y 2010, autorizando con ese propósito, entre otras cuestiones, al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas a cambiar el agente fiduciario y a instrumentar un canje voluntario de los títulos actuales por nuevos títulos, con idénticas condiciones financieras, pero regidos por legislación y jurisdicción locales o francesas, a elección del bonista.



El 29 de septiembre de 2014 el Juez de Distrito declaró a la República Argentina en desacato civil, pero no impuso sanciones al país. El 3 de octubre de 2014 el Juez de Distrito ordenó a la República Argentina que reestablezca al Bank of New York Mellon como fiduciario, remueva a Nación Fideicomisos como agente de pago de la deuda y dé cumplimiento a lo establecido en su orden.

El 22 de octubre de 2014 la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito rechazó su competencia para tratar la apelación de la República Argentina respecto de la paralización de los fondos depositados en el Bank of New York Mellon.

El 27 de octubre de 2014 el Juez de Distrito rechazó el pedido de embargo de los fondos abonados por la República Argentina y paralizados en el Bank of New York Mellon.

A solicitud de Citibank, en la medida que se han dado vencimientos de títulos emitidos en dólares bajo legislación argentina, el Juez de Distrito ha autorizado su pago, difiriendo una decisión definitiva sobre esta cuestión. El Juez de Distrito ha fijado una nueva audiencia para el día 3 de marzo de 2015 para tratar este asunto.

## **II. Consideraciones Generales**

### *i. 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.

### *ii. Características de la Sociedad*

Los precios promedios correspondientes a la cotización del barril de crudo Brent fueron US\$ 99,02, US\$ 108,64 y US\$ 111,65 en 2014, 2013 y 2012, 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 Finanzas Públicas N°1077/14, 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\$ 78,16, US\$ 73,72 y US\$ 71,93 para 2014, 2013 y 2012, respectivamente.



En 2013 la Sociedad reorganizó 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 al año 2012 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).

### *iii. Historial de tenencia accionaria*

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 notificara a YPF que entró en vigencia el Acuerdo celebrado entre Repsol y la República Argentina en torno al dictado de la Ley N° 26.741. Con fecha 28 de marzo de 2014, la Junta General de accionistas de Repsol aprobó el Acuerdo. Por su parte, mediante la sanción de la Ley N° 26.932 se declaró cumplido el objetivo de los artículos 7, 11 y 12 de la Ley N° 26.741, y del artículo 12 de la Ley N° 21.499, y en consecuencia, se ratificó el Acuerdo. La Ley N° 26.932 fue promulgada por el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el dictado del Decreto N° 600/2014 (B.O. 28/04/2014). Por último, se hace saber que con fecha 8 de mayo de 2014, YPF fue notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo. Por lo tanto, a partir del 8 de mayo de 2014 quedó perfeccionada la expropiación dispuesta por la Ley N° 26.741, y la República Argentina es definitivamente titular del 51% del patrimonio de YPF S.A.



### III. Información Operativa y Financiera

#### i. Producción de Petróleo y Gas

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 2014, 2013 y 2012:

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2014	2013	2012
	(millones de barriles)		
Producción de petróleo, condensado y líquidos	107	102	101

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2014	2013	2012
	(miles de millones de pies cúbicos)		
Producción de gas natural	547	436	432

	Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de		
	2014	2013	2012
	(millones de barriles equivalentes)		
Producción total (petróleo, condensado, líquidos y gas natural)	204	180	177



ii. Resultados de las operaciones

**Síntesis de la Estructura de Resultados**

	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Ingresos Ordinarios	141.942	90.113	67.174
Costo de Ventas	(104.492)	(68.094)	(50.267)
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>37.450</b>	<b>22.019</b>	<b>16.907</b>
Gastos de Comercialización	(10.114)	(7.571)	(5.662)
Gastos de Administración	(4.530)	(2.686)	(2.232)
Gastos de Exploración	(2.034)	(829)	(582)
Otros (egresos) ingresos, netos	(1.030)	227	(528)
<b>Utilidad Operativa</b>	<b>19.742</b>	<b>11.160</b>	<b>7.903</b>
Resultado de las inversiones en sociedades	558	353	114
Resultados Financieros	1.772	2.835	548
<b>Utilidad Neta antes de Impuesto a las Ganancias</b>	<b>22.072</b>	<b>14.348</b>	<b>8.565</b>
Impuesto a las Ganancias	(7.323)	(2.844)	(2.720)
Impuesto Diferido	(5.900)	(6.425)	(1.943)
<b>Utilidad Neta del ejercicio</b>	<b>8.849</b>	<b>5.079</b>	<b>3.902</b>
<b>Otros resultados integrales consolidados</b>	<b>16.276</b>	<b>12.031</b>	<b>4.241</b>
<b>Resultado integral consolidado total del ejercicio</b>	<b>25.125</b>	<b>17.110</b>	<b>8.143</b>

El siguiente cuadro presenta los resultados de las operaciones como porcentaje de los ingresos ordinarios para los ejercicios indicados:

	<b>Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de</b>		
	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	<b>(% sobre ventas netas)</b>		
Ventas netas.....	100,0	100,0	100,0
Costo de ventas.....	(73,6)	(75,6)	(74,8)
Utilidad Bruta .....	26,4	24,4	25,2
Gastos de comercialización.....	(7,1)	(8,4)	(8,4)
Gastos de administración .....	(3,2)	(3,0)	(3,3)
Gastos de exploración.....	(1,5)	(0,9)	(0,9)
Otros ingresos (egresos), netos.....	(0,7)	0,3	(0,8)
Utilidad operativa.....	13,9	12,4	11,8



2014 comparado con 2013

### La Sociedad

A nivel operativo, en el año 2014 la producción total de hidrocarburos aumentó un 13,5% respecto al ejercicio anterior, alcanzando los 560 miles de boe/día, gracias a un incremento del 5,7% en la producción propia de YPF S.A. (considerando la incorporación de la mayor producción del área Puesto Hernández como consecuencia de la adquisición de una participación adicional del 38,45% en dicha área en enero del corriente año y la menor producción propia por la reducción de participación del 100% al 50% en el área Loma Campana a partir de 2014, fruto del Acuerdo de Proyecto de Inversión con Chevron) y a la incorporación de la producción del grupo YSUR, también resultado de una adquisición realizada en marzo del presente año, que representó 7,8 miles de boe/día de crudo, 0,8 miles de boe/día de NGL y 4,8 Mm<sup>3</sup>/día de gas natural.

La producción de gas natural alcanzó los 42,4 Mm<sup>3</sup>/día, siendo un 25,3% superior a la del año 2013, mientras que la producción de crudo aumentó un 5,3%, totalizando 245 mil bbl/día.

Por otra parte, en el mismo período los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 91%, un 4,6% superior al año pasado, evidenciando una importante recuperación en la capacidad de refinación luego del siniestro sufrido en la Refinería La Plata el 2 de abril de 2013, con una mayor producción de Gas Oil en un 1%, de Naftas en un 1% y de Fuel Oil en un 25%.

Los ingresos ordinarios correspondientes al año 2014 fueron de \$ 141.942 millones, lo que representa un aumento del 57,5% en comparación con la suma de \$ 90.113 millones correspondiente al año 2013. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron \$ 18.165 millones gracias a un incremento en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a un aumento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 0,8%;
- Las ventas de naftas aumentaron \$ 11.325 millones gracias a un incremento en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 3,9%;
- Las ventas de fuel oil se incrementaron en \$ 3.777 millones debido a un aumento en el precio promedio obtenido y a un incremento del 33,4% en los volúmenes comercializados durante el año 2014, acorde al aumento de la producción mencionado anteriormente, los cuales fueron destinados fundamentalmente al mercado de generación de electricidad en el país;
- Las ventas de gas natural en el mercado doméstico se incrementaron en \$ 8.317 millones como consecuencia de un aumento de aproximadamente un 21,7% en el volumen comercializado fundamentalmente en el segmento de usinas, impulsados por la mayor producción del período y considerando también la inclusión de las ventas de gas natural del grupo de sociedades YSUR, las cuales representaron aproximadamente \$ 1.476 millones y las mayores ventas de gas natural de YPF Energía Eléctrica por aproximadamente \$ 84 millones. Asimismo, se evidenció un



incremento en el precio promedio del 57,4% en pesos (un 6% en dólares), principalmente por la mejora en el precio recibido dada la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental.

El costo de ventas del año 2014 fue de \$ 104.492 millones, en comparación con los \$ 68.094 millones en el año 2013, lo que representa un aumento del 53,5%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

#### *Compras*

- Mayores importaciones de gas oil y naftas por un valor de \$ 2.745 millones, principalmente como consecuencia de haber sido efectuadas a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al año 2013, habiéndose mantenido estables los volúmenes importados de gas oil y con un leve incremento en el caso de las naftas;
- Incremento neto de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 2.267 millones. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 55,3%, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio, habiendo aumentado aproximadamente un 5% si se lo mide en dólares. En cuanto a los volúmenes, se observó una disminución de 527 mil m<sup>3</sup> debido a que en el ejercicio 2013 se habían realizado compras especiales de crudo pesado durante el primer trimestre para cubrir una mayor producción de fuel oil destinado al mercado eléctrico y debido a la incorporación de la producción de crudos del grupo YSUR;
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 2.799 millones con un incremento del 38% en el precio del FAME y del 50% en el precio del bioetanol, mientras que los volúmenes comprados de FAME y de bioetanol se incrementaron en un 5% y 49%, respectivamente;
- Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata que se mencionó anteriormente, en el presente año se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente \$ 2.041 millones como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras. En relación con este acontecimiento en 2013 se había registrado una ganancia de \$ 1.479 millones en el rubro "Otros Ingresos (egresos), netos", en concepto de resarcimiento por daño material y de \$ 477 millones en concepto de lucro cesante, el cual se expone como menor costo por compras, con similar criterio al utilizado en 2014.

#### *Otros costos de producción*

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso expresadas en pesos en aproximadamente \$ 8.435 millones debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos, a la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, a un incremento en los volúmenes producidos y a la incorporación de las depreciaciones de los activos del Grupo YSUR.



- 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 y en las mayores tarifas en los servicios como consecuencia del incremento general de precios con respecto al ejercicio anterior, todo lo que representó aproximadamente \$ 6.201 millones, fundamentalmente en Upstream donde la Sociedad ha logrado incrementar la producción de crudo y de gas natural, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad y considerando a su vez, la incorporación de las sociedades del grupo Yacimientos del Sur (YSUR), adquiridas al grupo Apache en Argentina;
- Mayores regalías por \$ 3.617 millones, de los cuales \$ 2.586 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo de YPF S.A., \$ 543 millones a regalías sobre la producción de gas natural de YPF S.A. y \$ 460 millones y \$ 28 millones a regalías sobre la producción de petróleo crudo y gas natural del grupo de sociedades YSUR y de YPF Energía Eléctrica S.A., respectivamente. Estos aumentos se originaron debido a los mayores volúmenes producidos en ambos productos (mencionados en el párrafo anterior) y a los mayores precios en pesos de los productos en boca de pozo. Estos incrementos de precios se originan fundamentalmente por la devaluación del 48% del peso frente al dólar comparando los tipo de cambios promedios de ambos períodos anuales;
- 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 \$ 1.644 millones;
- Incrementos en los cargos provisionados para futuros trabajos de remediaciones medioambientales por aproximadamente \$ 205 millones;
- La consolidación de las sociedades del grupo YSUR implicó un incremento de otros costos de producción, no mencionados en los párrafos precedentes, de aproximadamente \$ 323 millones en el año 2014;

Los gastos de administración correspondientes al año 2014 ascendieron a \$ 4.530 millones, presentando un aumento de \$ 1.844 millones (68,7%) frente a los registrados durante el año anterior debido fundamentalmente mayores costos en contrataciones de servicios informáticos, a incrementos en los cargos por publicidad institucional y propaganda así como también a mayores gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2014, como así también por la incorporación al proceso de consolidación de MetroGAS S.A. a partir de mayo de 2013 y de las sociedades adquiridas del Grupo YSUR, según se menciona en Nota 13 a los Estados Contables consolidados.

Los gastos de comercialización en el año 2014 ascendieron a \$ 10.114 millones, presentando un incremento de \$ 2.543 millones comparados con el año 2013, lo que representa un incremento del 33,6%, motivado fundamentalmente por mayores cargos del impuesto a los créditos y débitos bancarios, como así también por 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 y comercializados, y en menor medida a mayores cargos por campañas publicitarias.



Los gastos de exploración ascendieron a \$ 2.034 millones, lo que representó un incremento neto de aproximadamente \$ 1.205 millones en el año 2014 con respecto a igual período de 2013. Esta variación se debió principalmente al marcado incremento de la actividad exploratoria desarrollada en el país. Las altas de activos exploratorios en el año 2014 ascendieron a \$ 2.259 millones, mostrando un crecimiento de aproximadamente un 148% con respecto al año anterior, y habiéndose mantenido la tasa de éxito exploratorio en sus valores habituales.

Los otros (egresos) ingresos, netos del año 2014 fueron negativos en \$ 1.030 millones, en comparación con los \$ 227 millones positivos del año 2013. El ejercicio 2014 incluye una provisión de aproximadamente \$ 1.227 millones, registrada por la sociedad Maxus Energy Corporation, subsidiaria de YPF Holdings, vinculada a reclamos de terceros basados en supuestas antiguas responsabilidades contractuales y que esta subsidiaria objetará oportunamente (ver Nota 3 a los Estados Contables Consolidados). Este efecto fue parcialmente compensado por el ingreso obtenido por la venta a Sinopec del 30% de la participación en la extensión de la concesión del área La Ventana en la provincia de Mendoza por aproximadamente \$ 369 millones y por el ingreso obtenido por la cesión de activos a Pluspetrol (principalmente Cerro Arena) por aproximadamente \$ 188 millones. En el año 2013 se había registrado un ingreso de \$ 1.479 millones correspondientes al devengamiento del seguro por daño material de la Unidad de Coke A y de la Unidad de Topping C de la Refinería La Plata, ambas afectadas por el siniestro del 2 de abril de 2013 mencionado anteriormente, el que fue compensado parcialmente por cargos registrados en el segundo trimestre de 2013 vinculados a los reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguiana Emprendimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur (TGM), en base al laudo parcial emitido por el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en el año 2014 alcance los \$ 19.742 millones, en comparación con los \$ 11.160 millones correspondientes al año 2013, lo que representa un aumento de \$ 8.582 millones.

Los resultados financieros correspondientes al año 2014 fueron positivos en \$ 1.772 millones, en comparación con los \$ 2.835 millones positivos del año 2013. En este orden, el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la mayor depreciación del peso observada durante el año 2014 fue más que compensado con los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante el presente ejercicio. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el año 2013 fue de \$ 16.767 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el año 2014 fue de \$ 30.362 millones, importes que expresados en dólares equivalían a US\$ 3.073 millones y US\$ 3.760 millones, respectivamente.

El cargo por impuesto a las ganancias en el año 2014 alcanzó los \$ 13.223 millones, aproximadamente \$ 3.954 millones superior al cargo correspondiente al año 2013 el cual alcanzó los \$ 9.269 millones. El mencionado incremento tiene su origen en un mayor cargo de impuesto corriente a pagar por \$ 4.479 millones, por los mayores resultados obtenidos según se menciona anteriormente y en una disminución del impuesto diferido por \$ 525 millones.



La utilidad neta correspondiente al año 2014 fue de \$ 8.849 millones, en comparación con \$ 5.079 millones para el año 2013, lo que representa un aumento aproximado del 74,2%, producto de los efectos mencionados en los párrafos precedentes.

Los otros resultados integrales de 2014 ascendieron a \$ 16.276 millones, comparados con \$ 12.031 millones del año 2013, 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 del año 2014 fue de \$ 25.125 millones, en comparación con \$ 17.110 millones para 2013, lo que representa un incremento aproximado del 46,8%.

### *Las Unidades de Negocio*

#### **Exploración y Producción**

En el año 2014, el segmento de Exploración y Producción tuvo un resultado operativo de \$ 12.353 millones, lo que representa un aumento del 95,3% frente a la utilidad de \$ 6.324 millones correspondiente al año 2013.

Los ingresos netos de crudo y gas natural se incrementaron durante el año 2014 un 65,6% con relación al mismo ejercicio anterior, alcanzando los \$ 70.697 millones. Este incremento se produce gracias a los siguientes factores:

- En lo que respecta a la producción de petróleo, se destaca el incremento de la producción total de YPF S.A. en un 2,0%, a lo cual debe adicionarse en el presente período de 2014, la producción incorporada proveniente de YSUR por aproximadamente 7,8 miles de barriles diarios, lo que conforma un 5,3% de incremento total. En cuanto a la comercialización de petróleo, se produjo un incremento del volumen transferido entre el segmento de Exploración y Producción y el segmento de Downstream del 9,3% (aproximadamente 1.163 miles de m<sup>3</sup>) y una disminución de 212 mil m<sup>3</sup> en los volúmenes de petróleo crudo vendidos a terceros, principalmente en el mercado externo. El precio intersegmento del petróleo medido en dólares correspondiente al año 2014 aumentó un 2,2% y representó un aumento aproximado de 51% medido en pesos, atento a la depreciación del peso frente al dólar.
- En términos de gas natural, la producción del año 2014 de YPF S.A. alcanzó los 37,6 Mm<sup>3</sup>/día, lo cual representa un incremento de aproximadamente 11,2% frente al año anterior, a lo cual debe adicionarse en el presente período de 2014, la producción incorporada proveniente de YSUR por aproximadamente 4,8 Mm<sup>3</sup>/día, con lo que se llega a un 25,3% de incremento total. Excepto por la porción proveniente del grupo YSUR, que es comercializada directamente a terceros por esta compañía, 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, por la producción incremental correspondiente a YPF S.A e YSUR.





En materia de los costos totales de producción se observó en el año 2014 un incremento del 58,4%, alcanzando los \$ 56.311 millones. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente \$ 7.589 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 2013 y 2014, como así también debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y a los mayores volúmenes producidos;
- Incrementos en los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad de aproximadamente \$ 5.057 millones. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, con el resultado ya comentado sobre los incrementos 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 como consecuencia del incremento general de precios. Se registraron también mayores cargos por provisión de futuras remediaciones medioambientales por \$ 282 millones, aproximadamente;
- Mayores regalías por \$ 3.617 millones, de los cuales \$ 2.586 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo de YPF S.A., \$ 543 millones a regalías sobre la producción de gas natural de YPF S.A. y \$ 460 millones y \$ 28 millones a regalías sobre la producción de petróleo crudo y gas natural del grupo de sociedades YSUR y de YPF Energía Eléctrica S.A., respectivamente. Estos aumentos se originaron debido a los mayores volúmenes producidos en ambos productos (mencionados en el párrafo anterior) y a los mayores precios en pesos de los productos en boca de pozo. Estos incrementos de precios se originan fundamentalmente por la devaluación del 48% del peso frente al dólar comparando los tipos de cambios promedios de ambos períodos anuales.
- En el año 2014 se registraron los ingresos obtenidos por la venta a Sinopec del 30% de la participación en la extensión de la concesión del área La Ventana en la provincia de Mendoza y por el ingreso obtenido por la cesión de activos a Pluspetrol (principalmente Cerro Arena). En 2013 se habían registrado los cargos vinculados a los valores objeto de reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguiana Emprendimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur (TGM), en base al laudo parcial emitido por el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional.

Los gastos de exploración ascendieron a \$ 2.034 millones, lo que representó un incremento neto de aproximadamente \$ 1.205 millones en el año 2014 con respecto a igual período de 2013. Esta variación se debió principalmente al marcado incremento de la actividad exploratoria desarrollada en el país. Las altas de activos exploratorios en el año 2014 ascendieron a \$ 2.259 millones, mostrando un crecimiento de aproximadamente un 148% con respecto al año anterior, y habiéndose mantenido la tasa de éxito exploratorio en sus valores habituales.

### ***Downstream***

En el año 2014, el segmento de Downstream, el cual agrupa tanto las actividades de refino, marketing, logística, química, generación de electricidad y distribución de gas natural, registró un resultado operativo de \$ 10.978 millones en comparación con los \$ 6.721 millones registrados en igual período del año anterior, lo que representa un incremento del 63,3%. Entre los diferentes aspectos, favorables y desfavorables, que afectaron los resultados, se destacan los siguientes:

- Durante el año 2014 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 290 mil barriles diarios de petróleo, situándose aproximadamente en un 4,6% por encima del nivel



observado en el año anterior. Este aumento se debió principalmente 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 y en menor medida, a la mayor disponibilidad de crudo liviano en 2014.

- Incremento en los ingresos por ventas de gas oil, durante el año 2014 respecto al año anterior, por un monto neto positivo de aproximadamente \$ 18.165 millones, gracias a un incremento en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a un aumento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 0,8%;
- Incremento neto de las ventas de naftas, durante el año 2014, de aproximadamente \$ 11.325 millones, gracias a un incremento en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 3,9%;
- Las ventas de fuel oil se incrementaron en \$ 3.777 millones debido a un aumento en el precio promedio obtenido y a un incremento del 33,4% en los volúmenes comercializados durante el año 2014, acorde al aumento de la producción mencionado anteriormente, los cuales fueron destinados fundamentalmente al mercado de generación de electricidad en el país.
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos se registran mayores ingresos por \$ 1.989 millones, principalmente en el mercado interno, donde se comercializaron mayores volúmenes de metanol y productos aromáticos, todos ellos con mejores precios, lo cual arrojó un incremento de ingresos de aproximadamente \$ 1.500 millones. En cuanto a las exportaciones, se registraron menores volúmenes de solventes y corte parafínico liviano, sólo parcialmente compensado con mayores volúmenes de metanol, aunque con mejores precios promedio en pesos en toda la canasta de productos, con un efecto neto positivo de aproximadamente \$ 489 millones en los ingresos por ventas;
- Las mayores ventas de gas natural en el mercado doméstico, como consecuencia del aumento en el volumen comercializado y del incremento en el precio promedio obtenido resultó en una mayor fee de comercialización para este segmento de negocio;
- Mayores costos en las compras de petróleo crudo, a terceros y al segmento de Exploración y Producción por \$ 22.547 millones, lo cual se encuentra 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, así como también por los mayores volúmenes de crudo transferidos desde el segmento de Exploración y Producción, habiendo sido todos estos efectos sólo parcialmente compensados por los menores volúmenes de compras de petróleo crudo a otros productores, que disminuyeron aproximadamente un 17% (en torno a los 527 mil m<sup>3</sup>) en el presente ejercicio. El precio promedio de compra de petróleo crudo al segmento de Exploración y Producción, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 51% y el precio de compra a otros productores de petróleo crudo se incrementó aproximadamente un 55%. Esta diferencia en el porcentual de los incrementos se debe a la distinta proporción de calidades de crudos comprados a terceros en el año 2014 con respecto a las compras efectuadas en el ejercicio anterior;
- Mayores importaciones de gas oil y naftas por un valor de \$ 2.745 millones, principalmente como consecuencia de haber sido efectuadas a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al año 2013, habiéndose mantenido estables los volúmenes importados de gas oil y con un leve incremento en el caso de las naftas;
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 2.799 millones con un incremento del 38% en el precio del FAME y del 50% en el precio del bioetanol, mientras que los volúmenes comprados de FAME y de bioetanol se incrementaron en un 5% y 49%, respectivamente;
- En relación a los costos de producción, se observa durante el año 2014 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 tal como fuera anteriormente comentado. Como consecuencia de todo esto, considerando que la masa de gastos se incrementó aproximadamente un 51% y considerando asimismo el mayor nivel de procesamiento en refinerías según se menciona anteriormente, el costo de refinación se incrementó en el año 2014 en aproximadamente un 45% en comparación con el año 2013. Se registraron también menores cargos por provisión de futuras remediaciones medioambientales por \$ 77 millones, aproximadamente;

Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata que se mencionó anteriormente, en el presente año se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente \$ 2.041 millones como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras. En relación con este acontecimiento en 2013 se había registrado una ganancia de \$ 1.479 millones en el rubro “Otros Ingresos (egresos), netos”, en concepto de resarcimiento por daño material y de \$ 477 millones en concepto de lucro cesante, el cual se expone como menor costo por compras, con similar criterio al utilizado en 2014.

### **Administración Central y Otros**

En el año 2014 la pérdida operativa del segmento Administración Central y Otros ascendió a \$ 3.343 millones, frente a los \$ 1.522 millones correspondientes al año anterior. Los resultados del segmento fueron afectados principalmente por una provisión de \$ 1.227 millones registrada por la sociedad Maxus Energy Corporation, sociedad subsidiaria de YPF Holdings, vinculada a reclamos de terceros basados en supuestas antiguas responsabilidades contractuales y que esta subsidiaria objetará oportunamente (ver Nota 3 a los Estados Contables Consolidados), y en menor medida por los mayores costos por incremento de salarios y cargas sociales, por los mayores cargos por honorarios por servicios y publicidad institucional y propaganda, todo ello compensado parcialmente por los mejores resultados obtenidos por nuestra sociedad controlada A-Evangelista.

#### *iii. Principales variaciones en activos y pasivos*

Al cabo del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, el Activo de la Sociedad alcanzó los \$208.554 millones, lo que representó un incremento del 53,8% con respecto al saldo al 31 de diciembre de 2013.

El activo no corriente, que totalizó un valor de \$166.454 millones, presenta un incremento del 64,7% con respecto a la gestión anterior. Este incremento está originado fundamentalmente en un incremento de los Bienes de Uso en \$63.434 millones, como consecuencia de haber registrado altas por un total de \$58.613 millones, de su apreciación en \$28.631 teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, compensado parcialmente por bajas y transferencias por \$3.874 millones y las correspondientes depreciaciones por \$19.936, como consecuencia de las mayores inversiones, del incremento en los niveles de producción de la Sociedad y de la mayor apreciación previamente explicada. Dentro de las principales inversiones en la gestión se encuentran, la adquisición de las sociedades del Grupo YSUR (que corresponden a las



operaciones que la empresa Apache tenía en el país, habiéndonos posicionado de esta manera como la principal operadora de gas de Argentina), las inversiones realizadas en el Upstream, fundamentalmente en el desarrollo de las áreas Loma Campana, Aguada Toledo – Sierra Barrosa (formación Lajas), Rincón del Mangrullo, Manantiales Behr, El Trébol, Los Perales, Cañadón Seco y Chachahuen y las inversiones realizadas en el Downstream, fundamentalmente en el desarrollo de la nueva unidad de Coke y una nueva unidad de Alquilación en Refinería La Plata, y nuevas unidades de Hidrogenación de Naftas en las Refinerías La Plata y Luján de Cuyo, así como las obras tendientes a mejorar nuestras instalaciones logísticas y proyectos orientados a la mejora en el desempeño de seguridad y medio ambiente.

El activo corriente, que totalizó un valor de \$ 42.100 millones, presenta un incremento del 22% con respecto a la gestión anterior. Este incremento está originado en principalmente por un incremento de los Créditos por Ventas en \$ 4.757 millones como consecuencia directa del incremento en las ventas y por un mayor saldo a cobrar correspondiente al Programa de Estímulo a la Inyección Adicional de Gas Natural y por un incremento de los Bienes de Cambio en \$ 3.120 millones, básicamente por la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad.

En lo que respecta al Pasivo de la Sociedad, al cierre de la gestión 2014, totalizó \$135.773 millones, lo que representó un incremento del 55,4% con respecto al saldo al 31 de diciembre de 2013.

El pasivo no corriente, que totalizó \$82.407 millones, tuvo un incremento del 51,1% con respecto a la gestión anterior, motivado por un incremento en los préstamos de largo plazo por \$12.954 millones como consecuencia de una serie de emisiones de Obligaciones Negociables, internacionales y locales, como así también por su apreciación de aquellas emisiones en dólares estadounidenses, un incremento de \$ 7.489 millones del pasivo por Impuesto Diferido como consecuencia de la apreciación de los bienes de uso considerando la moneda funcional de la Sociedad y un incremento de \$7.392 millones de las provisiones, como consecuencia principalmente de mayores provisiones para el abandono de campos en \$4.867, mayores provisiones para juicios y contingencias por \$1.994 millones y mayores provisiones de medio ambiente en \$505 millones.

El pasivo corriente alcanzo un valor de \$53.366 millones, lo que representó un incremento del 62,7% sobre el cierre de la gestión 2013. Este incremento está ocasionado principalmente por un aumento de las cuentas a pagar relacionadas con el giro habitual de la empresa en \$10.094 millones, que tiene su explicación directa en el mayor nivel de actividad general de la sociedad y en los mayores costos registrados como consecuencia del incremento general de precios previamente descripto. Asimismo, los préstamos corrientes también se incrementaron en \$4.461 como consecuencia de una mayor utilización de las líneas de crédito con las entidades financieras, como así también por su apreciación de aquellas financiaciones denominadas en dólares. También contribuyeron al incremento del pasivo corriente el mayor saldo a pagar del Impuesto a las ganancias por \$3.850 millones, como consecuencia del mejor resultado generado a lo largo de la presente gestión.

#### *iv. Liquidez y Recursos de Capital*

Durante el año 2014, la generación de caja operativa alcanzó los \$ 46.154 millones, un 120,2% mayor a la del año anterior. Este incremento de \$ 25.190 millones se produjo



principalmente por el crecimiento del EBITDA de \$ 18.305 millones y por una mayor reducción del capital de trabajo, en la cual merece destacarse la cobranza de \$ 1.689 millones en concepto de seguro por pérdida de beneficios, relacionado con el siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013.

A su vez, a través de sus actividades de financiación, en 2014 la Sociedad obtuvo una generación neta de fondos de \$ 10.628 millones, proveniente de una mayor toma y refinanciación de vencimientos de deuda, principalmente mediante la emisión de obligaciones negociables en el mercado local e internacional, de la cual \$ 5.059 millones fueron destinados a pago de intereses y \$ 464 a pago de dividendos. En esta línea cabe destacar la emisión de US\$ 1.000 millones a 10 años de plazo colocada en el mercado internacional en abril de 2014, que ha sido la más grande realizada por una compañía argentina en toda la historia. Asimismo, debe tenerse en consideración la erogación por la recompra de acciones propias por \$ 200 millones. En 2013, la generación neta de fondos proveniente de la toma y refinanciación de vencimientos de deuda había ascendido a \$ 10.025 millones, habiéndose destinado \$ 2.720 millones a pago de intereses, \$ 326 millones a pago de dividendos y \$ 120 millones a la recompra de acciones propias.

La mayor generación de caja operativa, así como también el mayor endeudamiento neto de la Sociedad, fueron destinados al flujo de efectivo de las actividades de inversión, el cual alcanzó un total de \$ 53.405 millones durante el año 2014, presentando un incremento de \$ 31.204 millones en comparación con el ejercicio anterior, lo que representó un aumento aproximado del 140,6%. Este incremento se explica, por una parte, por las mayores adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles, considerando asimismo los aportes de capital en inversiones en sociedades, por un total de \$ 29.731 millones, incluyendo las adquisiciones del grupo de sociedades YSUR y de las participaciones adicionales en las áreas Puesto Hernández, Lajas, La Amarga Chica y Bajada de Añelo. Por otra parte, también se produjo un menor ingreso por venta de bienes de uso y activos intangibles por \$ 3.291 millones, considerando en 2014 los ingresos por la venta de activos a Pluspetrol y por las ventas parciales de las extensiones de concesiones en las áreas La Ventana y Magallanes, mientras que en 2013 se consideraba el ingreso proveniente del acuerdo de inversiones con Chevron en el área Loma Campana. Cabe mencionar también la cobranza en 2014 de \$ 1.818 millones en concepto de seguro por daño material, relacionado con el siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013.

La generación de recursos previamente explicada, deviene en una adecuada situación de liquidez al 31 de diciembre de 2014, con un total de \$ 9.758 millones de pesos en efectivo y equivalentes al mismo, alcanzando un ratio de liquidez de 0,79. Asimismo, la deuda financiera de la Sociedad alcanzó los \$ 49.305 millones de pesos, siendo exigible en el corto plazo sólo un 27% del total.

v. Operaciones con sociedades relacionadas

Durante 2014 hubo compras y/o ventas y operaciones de financiación con sociedades relacionadas, dentro de las condiciones generales de mercado, las que fueron detalladas en la Nota 6 a los estados contables individuales y consolidados.



#### IV. Política de dividendos

Según lo previsto en nuestro estatuto, todas las acciones clases A, B, C y D tienen idéntico derecho a distribución de dividendos. Sobre todas las acciones en circulación a una determinada fecha de registro se paga el mismo dividendo, con la salvedad de que las acciones emitidas durante el período al que corresponde un dividendo pueden tener derecho solamente a un dividendo parcial con respecto a ese período si así lo resolviera la asamblea de accionistas que aprobara su emisión. No existen en nuestro estatuto ni en la Ley de Sociedades Comerciales disposiciones que otorguen derecho a dividendos especiales futuros solamente a determinados accionistas.

El monto y el pago de dividendos se decide por mayoría de votos de los accionistas votando como una única clase, por lo general, aunque no necesariamente, de acuerdo con las recomendaciones del directorio. Por otra parte, conforme a lo previsto en la Ley de Sociedades Comerciales, el directorio tiene derecho a declarar dividendos que quedarán sujetos a la aprobación de la siguiente asamblea de accionistas.

No hemos adoptado una política formal en materia de dividendos. Cualquier política de dividendos que se adopte quedará sujeta a varios factores, que incluyen nuestros requerimientos de servicio de deuda, inversiones en bienes de capital y planes de inversiones, otros requerimientos de efectivo y demás factores que puedan considerarse pertinentes en el momento. Durante 2012 la Sociedad aprobó su Plan Estratégico 2013-2017, que prevé un aumento del nivel de las inversiones que requerirán una reinversión significativa de los ingresos y por lo tanto considera una distribución de dividendos potencial coherente con dicha estrategia.

La tabla que aparece a continuación presenta los períodos y fechas indicadas y los pagos de dividendos trimestrales que efectuamos en los últimos 10 ejercicios.

Ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de,	Pesos por acción/ADS				
	1Trim.	2Trim.	3Trim.	4Trim.	Total
2005.....	—	8,00	—	4,40	12,40
2006.....	—	6,00	—	—	6,00
2007.....	6,00	—	—	—	6,00
2008.....	10,76	6,50	—	6,35	23,61
2009.....	—	6,30	—	6,15	12,45
2010.....	—	5,50	—	5,80	11,30
2011.....	—	7,00	—	7,15	14,15
2012.....	—	—	—	0,77	0,77
2013.....	—	—	0,83	—	0,83
2014.....	—	—	1,18	—	1,18



- *Monto disponible para distribuir*

De acuerdo con la legislación argentina, los dividendos sólo pueden ser pagados con ganancias realizadas y líquidas que resulten de un balance anual auditado y confeccionado de acuerdo con las normas contables vigentes en la Argentina y las Normas de la CNV, aprobado por la asamblea de accionistas. El directorio de una sociedad argentina que negocia sus acciones puede declarar dividendos provisorios, en cuyo caso cada miembro del directorio y de la comisión fiscalizadora será solidariamente responsable del pago de ese dividendo si los resultados no asignados al cierre del ejercicio en que se hubiera declarado el dividendo no hubieran sido suficientes para permitir el pago de ese dividendo.

De acuerdo con la Ley de Sociedades Comerciales y conforme a lo previsto en nuestro estatuto social, debemos efectuar una reserva legal hasta alcanzar el 20% del capital social en circulación. La reserva legal no está disponible para su distribución a los accionistas.

Según lo previsto en nuestro estatuto social, de las ganancias líquidas se destinarán:

- (1) primero, el 5% como mínimo de las ganancias líquidas, más (menos) los ajustes del ejercicio anterior, al fondo de reserva legal hasta que la reserva alcance el 20% del capital suscrito;
- (2) segundo, a remuneración del directorio y de la comisión fiscalizadora;
- (3) tercero, a distribución de dividendos de acciones preferidas, en su caso; y
- (4) cuarto, el saldo se distribuirá como dividendos de las acciones ordinarias o se destinará a fondos de reservas voluntarias o contingentes conforme lo determine la asamblea.

Nuestro directorio presenta sus estados contables correspondientes al ejercicio inmediatamente anterior, acompañados con los correspondientes informes de la comisión fiscalizadora y de los auditores, para la aprobación de la asamblea anual ordinaria de accionistas. Dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio, se deberá celebrar una asamblea ordinaria de accionistas para la aprobación de nuestros estados contables anuales y determinación de la asignación de los resultados correspondientes a ese ejercicio.

De acuerdo con las Normas de la CNV, los dividendos en efectivo deberán distribuirse a los accionistas dentro de los 30 días de la asamblea que hubiera aprobado esos dividendos o bien, en el caso en que la asamblea delegara la facultad de distribuir dividendos al directorio, dentro de los 30 días de la reunión de directorio que hubiera aprobado esos dividendos. En el caso de dividendos en acciones, las acciones deben distribuirse dentro de los tres meses de la recepción de la notificación de la autorización de la CNV para la oferta pública de acciones correspondientes a esos dividendos. De conformidad con lo dispuesto en el Código de Comercio, el derecho de cualquier accionista a recibir dividendos declarados por la asamblea de accionistas prescribe a los tres años de la fecha en que hubieran sido puestos a disposición del accionista.

Los titulares de ADS tienen derecho a recibir dividendos pagaderos respecto de las acciones clase D subyacentes. Los dividendos en efectivo se pagan a la entidad depositaria en pesos, directamente o a través del Depositario, aunque podemos optar por pagar dividendos en efectivo fuera de Argentina en cualquier moneda extranjera, que incluye



dólares estadounidenses. El contrato de depósito prevé que la entidad depositaria deberá convertir los dividendos en efectivo que reciba en pesos a dólares, en la medida que, a su criterio, esa conversión pueda efectuarse en forma razonable y, una vez deducidos o pagados sus comisiones y gastos, deberá efectuar el pago a los tenedores de ADS en dólares estadounidenses.

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

### **i. 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 2014, 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 2014 por hasta la suma de \$ 123.100.000.

### **ii. Planes de bonificación e incentivos**

La Compañía cuenta con un programa de pago variable a corto plazo, de pago en dinero a los empleados alcanzados, y que podrá estar basado en el cumplimiento de objetivos de resultados y de excelencia operativa y de personas, o en el cumplimiento de objetivos de resultados y la evaluación de desempeño obtenida por el empleado, dependiendo de estar incluido en el programa de Gestión por Objetivos en el primer caso, o de Resultados y Desempeño en el segundo. La inclusión en uno u otro programa dependerá del área de personal y de la categoría profesional de cada empleado. La remuneración variable resultante podrá oscilar en promedio entre 6% y 50% de la base de cálculo que corresponde al sueldo de diciembre por 13 de cada empleado.

Adicionalmente, cuenta con un plan de pago variable 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 11 de Junio de 2014. Este nuevo plan favorece el alineamiento del desempeño de los ejecutivos y del personal clave con los objetivos del Plan estratégico de la compañía que apunta a recuperar el autoabastecimiento energético del país generando valor para el accionista.

## **VI. *Gestión de la Sociedad y Sistema de Control Interno***

### **i. 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 S.A. al cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación; b) La administración de YPF S.A. 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 30 de abril de 2014 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 31 de mayo de 2013.

Al 31 de diciembre de 2014, el Directorio de la Sociedad se encuentra integrado de la siguiente forma:

<b>Cargo</b>	<b>Nombre</b>	<b>Representante de</b>	<b>Período</b>
<b>Presidente del Directorio, Gerente General (CEO) y Vicepresidente Ejecutivo.</b>	Miguel Matías Galuccio	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Axel Kicillof	Clase A	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Jorge Marcelo Soloaga	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Gustavo Alejandro Nagel	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Jorge Manuel Gil	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Ignacio Perincioli	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Omar Chafí Félix	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Elizabeth Dolores Bobadilla	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Héctor Walter Valle	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Rodrigo Cuesta	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	José Iván Brizuela	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Sebastián Uchitel	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Nicolás Marcelo Arceo	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Fernando Raúl Dasso	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Daniel Cristian González Casartelli	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Patricia María Charvay	Clase D	Un ejercicio



<b>Cargo</b>	<b>Nombre</b>	<b>Representante de</b>	<b>Período</b>
<b>Director Titular</b>	Carlos Alberto Alfonsi	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Nicolás Eduardo Piacentino	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Cynthia de Paz	Clase A	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Sergio Pablo Affronti	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Omar Gutiérrez	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Francisco Ernesto García Ibañez	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Edgardo Raúl Valfre	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Mariana Laura González	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Fernando Pablo Giliberti	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Gonzalo Martín Vallejos	Clase D	Un ejercicio

ii. Informe sobre Código de Gobierno Societario - Resolución General N°622/13 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° 622.

iii. 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.

El enfoque en materia de control interno está basado en el principio de responsabilidad de las distintas Vicepresidencias por el manejo de riesgos y controles y la evaluación del funcionamiento del sistema por parte de la Gerencia de Auditoría Interna, que comprende la tarea de evaluación objetiva de las evidencias para proporcionar una conclusión independiente respecto de un proceso, sistema u otro objeto de auditoría.

El sistema se basa en las actuaciones que se desarrollan en:

- 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;

- Las Unidades de negocio o corporativas, quienes aseguran la ejecución y funcionamiento de los controles bajo su responsabilidad, así como el adecuado diseño de los procesos y establecen, entre otros, los límites de autoridad y la política de inversiones y
- Auditoría interna, que evalúa la razonabilidad del diseño y el funcionamiento del sistema.

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 que es un proceso diseñado para brindar seguridad razonable sobre la confiabilidad de los Estados Contables incluyendo las políticas y procedimientos que:

- Permitan el mantenimiento de registros que en detalle razonable reflejen las transacciones y disposición de activos de YPF
- Provean seguridad razonable sobre el desglose de la información según lo requerido por las normas contables aplicables.
- Provean seguridad razonable sobre la prevención o detección oportuna de adquisiciones no autorizadas, uso o disposición de activos que podrían tener un efecto material en los Estados Contables.

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 contables 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.

El Directorio verifica la implementación de sus estrategias y políticas relacionadas con los controles internos a través de su Comité de Auditoría que 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.

## **VII. Cuestiones ambientales**

### *i. Operaciones en Argentina*

Nuestras operaciones están sujetas a un gran número de leyes y reglamentaciones relacionadas con el impacto general de las operaciones industriales en el medioambiente, que incluyen las emisiones al aire y al agua, la disposición de residuos tóxicos o los recursos para remediar suelos o aguas contaminados con residuos peligrosos o tóxicos, los requisitos de los combustibles para tratar las emisiones al aire y el efecto del medioambiente en la salud y la seguridad. Hemos invertido y seguiremos invirtiendo para cumplir con dichas leyes y reglamentaciones. En Argentina, las autoridades municipales, provinciales y nacionales son cada vez más estrictas en cuanto a la exigencia de cumplimiento de las leyes aplicables. Asimismo, desde 1997, Argentina implementa reglamentaciones que exigen que nuestras operaciones cumplan con normas ambientales más estrictas, comparables en muchos aspectos con aquellas vigentes en los Estados Unidos y en países de la Comunidad Europea. Estas reglamentaciones establecen el marco general para las obligaciones de protección ambiental, que incluyen la aplicación de multas y sanciones penales en caso de violación de dichas obligaciones. Hemos tomado las medidas necesarias para lograr el cumplimiento de estas normas y emprendimos diversos proyectos de reducción y reparación, de los cuales se detallan a continuación los más significativos.

Continuamos realizando inversiones para cumplir con los nuevos requisitos establecidos para los combustibles en Argentina, conforme a la Resolución N° 1.283/06 de la Secretaría de Energía (modificada por la Resolución 478/2009), que reemplaza a la Resolución N° 398/03 relacionada, entre otras cosas, con la pureza del gasoil. En la refinería La Plata, una nueva planta de hidrotreatmento de gasoil de bajo contenido de azufre (HTGB) fue puesta en marcha durante 2012. En la refinería Luján de Cuyo una nueva planta HDS III (hidrotreatmento de gasoil) y HTN II (hidrotreatmento de nafta) fue puesta en marcha durante 2013. Además, hemos incrementado la capacidad de almacenamiento en varias terminales con el fin de optimizar la logística de distribución de combustibles. Durante 2013 nuevos tanques de diesel fueron implementados en la refinería Luján de Cuyo y en la terminal de Montecristo. En 2014, un tanque de gasoil fue terminado en la terminal Villa Mercedes, avanzando con proyectos de ingeniería de dos plantas de hidrogenación de naftas, en refinería La Plata y en refinería Luján de Cuyo.

La primera etapa relacionada con los biocombustibles, como el agregado de bioetanol a las naftas y FAME al gasoil, fueron llevados a cabo a finales de 2009, estando operativa al comienzo de 2010. También, durante 2010 y 2011, se instalaron terminales adicionales de bioetanol y quedaron en condiciones para operar. Asimismo, durante este período, se realizaron inversiones en proyectos tanto como para facilitar el proceso de adición de FAME al gasoil como para mejorar su logística. Una nueva instalación para la mezcla de FAME se puso en marcha en 2013 en el terminal de Montecristo. En 2014, fueron terminados dos tanques de 3.000 m<sup>3</sup> de FAME cada uno, en la terminal Dock Sud y en la terminal Villa



Mercedes. También fueron finalizados dos tanques de 200 m3 de Etanol en Concepción de Uruguay. Estos proyectos permitirán que cumplamos con los requerimientos gubernamentales y que ingresemos en el mercado de las energías renovables.

En cada una de nuestras refinerías durante 2014 continuamos con las iniciativas respecto a: investigaciones para remediar/reducir la contaminación, así como proyectos de estudio de viabilidad diseñados para tratar sitios potencialmente contaminados y las emisiones al aire. Además, hemos implementado un sistema de gestión medioambiental para colaborar con los esfuerzos para recolectar y analizar datos ambientales en nuestras operaciones de exploración y producción y de refino y marketing.

Asimismo, en el marco del nuestro compromiso con la satisfacción de la demanda doméstica de combustibles, como así también con estándares medioambientales de alta calificación, durante 2013 hemos puesto en marcha una nueva Planta de Reformado Catalítico Continuo (CCR) que implicó una inversión de US\$ 453,1 millones. La planta utiliza la última tecnología disponible en el mundo para realizar procesos químicos de reformado de naftas a base de catalizadores, que implica mejoras en términos de productividad, seguridad industrial y cuidado del medio ambiente. La planta permite elaborar compuestos aromáticos que pueden ser utilizados como mejoradores octánicos de las naftas y aplicaciones para automotor. Asimismo, produce hidrógeno que permite realizar los procesos de hidrogenado de combustibles para aumentar su calidad y disminuir el contenido de azufre, reduciendo aún más el impacto ambiental de los motores de combustión interna.

También continuamos la construcción de una nueva unidad de coque en la refinería La Plata, que implicará una inversión de aproximadamente US\$ 800 millones (el importe total desembolsado al 31 de diciembre de 2014 fue de US\$ 646 millones), sustituyendo la unidad actual que fue severamente dañada en el incidente ocurrido en abril de 2013. El diseño de la nueva unidad permitirá optimizar la eficiencia energética y minimizar las emisiones de partículas. Esperamos que este proyecto sea completado en 2016.

Adicionalmente a los proyectos mencionados precedentemente, comenzamos a implementar una amplia gama de proyectos medioambientales en los segmentos de Exploración y Producción, de Refino y Marketing y Química, tales como una nueva antorcha en la Refinería Luján de Cuyo y en la Refinería Plaza Huincul, tratamiento de aguas residuales e instalaciones de protección contra incendios y sistema de carga ventral en las terminales de despacho.

Nosotros, y varias otras compañías industriales que operan en el área de La Plata, nos adherimos a un acuerdo comunitario de respuesta ante emergencias junto con tres municipalidades y hospitales locales, bomberos y otros prestadores de servicios de salud y de seguridad, para implementar un plan de contingencias ante emergencias. El objetivo de ese programa es evitar los daños y las pérdidas ocasionados por accidentes y emergencias, incluso las emergencias ambientales. También se desarrollaron proyectos y acuerdos similares en otras refinerías y terminales portuarias.

En 1991, nos adherimos a un Convenio de Cooperación Interempresarial ("CCI") con otras compañías de petróleo y gas para implementar un plan a fin de evaluar y reducir el daño ambiental ocasionado por los derrames de petróleo en aguas superficiales argentinas y así reducir el impacto ambiental de posibles derrames de petróleo *offshore*. Ese acuerdo incluye la consultoría sobre cuestiones tecnológicas y asistencia mutua en caso de derrame de



petróleo en ríos o en el mar a causa de accidentes que involucren cisternas o instalaciones para exploración y producción *offshore*.

En cuanto al cambio climático, históricamente YPF ha contribuido activamente en una estrategia de cambio climático. En este sentido:

- Nos hemos comprometido a promover en forma activa la identificación y la búsqueda de oportunidades para reducir las emisiones de gas invernadero en nuestras operaciones; intensificar la ejecución de proyectos internos para generar derechos de emisión mediante mecanismos de desarrollo limpio a través del uso eficiente de los recursos, contribuyendo a la transferencia de tecnología y al desarrollo sustentable de Argentina;
- En diciembre de 2010, YPF obtuvo la aprobación de las Naciones Unidas para llevar a cabo un proyecto industrial desarrollado en la Argentina y que fue nombrado “Mecanismo de Desarrollo Limpio” (“MDL”), convirtiéndose así en el primer proyecto de este tipo en el mundo. El proyecto de la refinería de La Plata, reduce las emisiones de Gases de Efecto Invernadero procedentes de los combustibles fósiles utilizados para el proceso de calentamiento reemplazando estos combustibles por gases de residuos que fueron previamente quemados en antorchas. El proyecto aumenta la eficiencia energética mediante la reducción de la demanda de fuel oil y gas natural, lo que significa una reducción de unas 200.000 toneladas de las emisiones anuales de dióxido de carbono. Durante 2014 el proyecto La Plata redujo las emisiones de CO<sub>2</sub>e por 125.165 toneladas;
- En diciembre 2011, YPF obtuvo la aprobación de las Naciones Unidas para un proyecto industrial en Argentina definido como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en la refinería de Luján de Cuyo. Durante 2014, el proyecto reduce las emisiones de 13.897 toneladas de CO<sub>2</sub>e;
- Para garantizar la aprobación del proyecto MDL, YPF desarrolló una nueva metodología que fue aprobada por las Naciones Unidas en 2007 bajo el nombre de AM0055 “Lineamientos de base y metodología de seguimiento para la recuperación y utilización de gases residuales en las instalaciones de la refinería”. Por el momento, cinco proyectos en el mundo (Argentina, China y Egipto) están siendo desarrollados aplicando esta metodología diseñada por YPF;
- Nos comprometimos con la verificación, por parte de un tercero, de un inventario de emisiones de GHG (Gas efecto invernadero) en las operaciones de refinación y química de acuerdo a la norma ISO 14064. Dicho inventario viene siendo comprobado con éxito en el Complejo Industrial Ensenada desde 2008. En mayo de 2014 se completó el proceso de verificación de inventario de Gases Efecto Invernadero en el complejo de La Plata y refinería Luján de Cuyo;
- Nos comprometimos a realizar una estimación propia de la contribución que los proyectos forestales localizados en la provincia de Neuquén tienen en el cambio climático. Estos proyectos, que constituyen aproximadamente 6.500 hectáreas de árboles bajo un programa de trabajo a largo plazo, fueron considerados para la estimación de *biomass stocked*. Con la utilización de las metodologías de forestación y herramientas disponibles en el sitio de internet de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático – Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), fue



posible realizar una estimación conservadora de aproximadamente 760.000 toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> que fueron capturados por las actividades del proyecto de forestación desde 1984 (cuando se produce la primera forestación) hasta 2013;

- Nos comprometimos a fortalecer la relación establecida con la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, en particular con la Dirección de Cambio Climático, con el fin de colaborar con el desarrollo de la Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático de la Convención de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

ii. Esfuerzos de crudo y gas no convencional liderados por YPF

Las formaciones de shale gas y shale oil están atrayendo cada vez más atención en todo el mundo, como fuentes de importantes reservas de gas natural y petróleo.

Desde el año 2008, YPF ha llevado varios proyectos de exploración y desarrollo relacionados con los recursos no convencionales en Argentina, siendo los más importantes en la formación Vaca Muerta dentro la cuenca Neuquina.

La formación Vaca Muerta se encuentra entre 2.500 y 4.000 metros de profundidad, más de 2.000 metros por debajo del nivel freático, que normalmente se encuentra en profundidades de 300 a 500 metros.

La estimulación hidráulica, una tecnología probada por mucho tiempo, permite que estos recursos que se extraigan de una manera eficiente y respetuosa con el medio ambiente. La estimulación hidráulica consiste en la inyección de fluidos y arena a alta presión en el pozo para romper la roca y permitir a los hidrocarburos atrapados en la formación fluir a la superficie como en cualquier pozo convencional.

En promedio, esta técnica usa agua y arena (99,5% se pueden reciclar), y sólo 0,5% de aditivos. Estos aditivos son los mismos que los utilizados en los productos para el hogar y aplicaciones comerciales, tales como cloruro de sodio (utilizado en la sal de mesa), sales de borato (cosméticos), carbonato de potasio (detergentes), goma guar (helado) y alcohol isopropílico (utilizado en los desodorantes).

El agua utilizada para el desarrollo de estos depósitos se adquiere a partir de cuerpos de agua corriente y representa sólo un pequeño porcentaje del flujo total. Esto da cuenta de volúmenes mucho más bajos que los que se utilizan para el consumo humano y agrícola en la provincia.

Actualmente, YPF está desarrollando un Marco de Gestión del Agua (Water Management Framework), que se centra en tres áreas claves de la utilización del agua: recursos hídricos (factores de sustentabilidad, medidas que tengan en cuenta las necesidades de otros usuarios locales del agua y el efecto ambiental neto); uso y eficiencia del agua (controles de sustitución del agua, reducción del consumo, reutilización y reciclado considerando el efecto neto ambiental); y gestión de aguas residuales (considerar similares a los factores de sustentabilidad y efecto neto ambiental como se describe en recursos hídricos).

YPF tiene en ejecución los siguientes estudios: estudio hidrogeológico de los acuíferos confinados y semi confinados de Neuquén y del grupo Rayoso y estudio hidrogeológico de los acuíferos no confinados de la llanura aluvial del río Neuquén en el área de Loma Campana



(iniciado en diciembre de 2014), estudio de calidad del aire y ruido ambiental en el área de Loma Campana (a partir de 2015) y estudios ambientales acuáticos y terrestres en las áreas Loma Campana, El Mangrullo y El Orejano (a partir de 2015).

### **VIII. Información sobre reservas petroleras y gasíferas**

#### *i. Determinación de reservas y su evolución*

La información que sigue se presenta de acuerdo con los requerimientos de la Resolución General N° 541 de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) “Información sobre reservas de petroleras y gasíferas”, luego incorporado a las Normas de la CNV en su T.O. 2013, 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 y condensado, líquidos de gas natural y gas natural al 31 de diciembre de 2014 y la evolución correspondiente:

	<b>Petróleo crudo y condensado</b>		
	<b>(millones de barriles)</b>		
	<b>2014</b>		
	<b>Argentina</b>	<b>Estados Unidos</b>	<b>Consolidado</b>
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	551	1	552
Revisiones de estimaciones anteriores	73	1	74
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	56	-	56
Compras y Ventas	8	-	8
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(89)	(*)	(89)
Saldos al cierre del ejercicio <sup>(1)</sup>	<b>600</b>	<b>1</b>	<b>601</b>
	<b>2014</b>		
	<b>Argentina</b>	<b>Estados Unidos</b>	<b>Consolidado</b>
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	421	1	422
Saldos al cierre del ejercicio	<b>446</b>	<b>1</b>	<b>447</b>
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	130	-	130
Saldos al cierre del ejercicio	<b>154</b>	<b>-</b>	<b>154</b>

(1) Nuestras reservas comprobadas de crudo y condensados al 31 de diciembre de 2014 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 91, 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 y condensados para el año 2014 incluye un volumen estimado de aproximadamente 13 relativos a los citados pagos.

\* Menos de 1 (uno).

	<b>Líquidos de gas natural</b>		
	<b>(millones de barriles)</b>		
	<b>2014</b>		
	<b>Argentina</b>	<b>Estados Unidos</b>	<b>Consolidado</b>
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	76	-	76
Revisiones de estimaciones anteriores	2	-	2
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	13	-	13
Compras y Ventas	(*)	-	(*)
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(18)	-	(18)
Saldos al cierre del ejercicio <sup>(1)</sup>	<b>73</b>	<b>-</b>	<b>73</b>



	2014		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	55	-	55
Saldos al cierre del ejercicio	53	-	53
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	21	-	21
Saldos al cierre del ejercicio	20	-	20

\* Menos de 1 (uno).

- (1) Nuestras reservas comprobadas de líquidos de gas natural al 31 de diciembre de 2014 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 11, 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 crudo y condensados para el año 2014 incluye un volumen estimado de aproximadamente 2 relativos a los citados pagos.

	Gas Natural		
	(miles de millones de pies cúbicos)		
	2014		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	2.555	3	2.558
Revisiones de estimaciones anteriores	441	3	444
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	422	-	422
Compras y Ventas	140	-	140
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(546)	(1)	(547)
Saldos al cierre del ejercicio <sup>(1)</sup>	<b>3.011</b>	<b>5</b>	<b>3.016</b>

	2014		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	1.935	3	1.938
Saldos al cierre del ejercicio	2.262	5	2.267
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	620	-	620
Saldos al cierre del ejercicio	749	-	749

- (1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2014 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 324, 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 2014 incluye un volumen estimado de aproximadamente 60 relativos a los citados pagos.

En el año 2014, la incorporación de reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos alcanzó los 333 millones de barriles de petróleo equivalentes, de los cuales 154 millones de barriles corresponden a líquidos y 179 millones de barriles de petróleo equivalentes a gas natural. De esta manera, las reservas probadas han aumentado un 11,9%, de 1.083 millones de barriles de petróleo equivalentes a 1.212 millones de barriles de petróleo equivalentes. A su vez, el año 2014 incluye las reservas consolidadas de YSUR por 140 millones de barriles de petróleo equivalentes.

Es así como el índice de reemplazo de reservas alcanzó un 163%, mientras que el mismo indicador para el gas fue 184% y de 144% para los líquidos. En el año anterior el índice de reemplazo de reservas había alcanzado el 158%.



Se destacan las incorporaciones de reservas comprobadas en Aguada Toledo - Sierra Barrosa por el desarrollo de la Formación Lajas de tight gas, en Rincón del Mangrullo por el desarrollo de tight gas en la Formación Mulichinco, las relacionadas a la extensión de concesiones en la Provincia del Río Negro (tanto para YPF como para YSUR), aquellas en Loma Campana asociadas al desarrollo de shale oil de la formación Vaca Muerta, las incorporaciones en los yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge y Neuquina debido a nuevos proyectos de desarrollo de petróleo y gas, así como a la extensión de la recuperación secundaria y por último, la incorporación de reservas provenientes de la consolidación de los activos de YSUR. Por otro lado, cabe señalar que durante el ejercicio 2014 se produjo una disminución de reservas producto de las ventas de las extensiones de los contratos de las áreas Magallanes y La Ventana a ENAP Sipetrol y Sinopec respectivamente, como también por la cesión de los bloques, principalmente Puesto Cortadera, a Gas y Petróleo de Neuquén.

Al cierre del ejercicio 2014, las principales áreas de producción y reservas de hidrocarburos de YPF son las siguientes: Loma La Lata Central, Aguada Toledo-Sierra Barrosa, Chihuido de la Sierra Negra, Chihuido de la Salina, El Portón y Puesto Hernández en la Cuenca Neuquina, Vizcacheras, Barrancas y La Ventana en la Cuenca Cuyana, Manantiales Behr, El Trébol, Los Perales, Cañadón Seco y Barranca Baya en la Cuenca del Golfo San Jorge y Magallanes en la Cuenca Austral.

ii. Controles internos de las reservas y las auditorías de las reservas

Todas nuestras reservas de petróleo y gas han sido estimadas por nuestros ingenieros en petróleo. Con el objeto de lograr un estándar alto de “certeza razonable”, las reservas estimadas se declaran tomando en cuenta guías adicionales tales como las relacionadas con los requerimientos de productividad económica del reservorio, extensiones razonables del área de reservas comprobadas, los mecanismos de extracción y los métodos de recuperación mejorada, la comercialización conforme a las condiciones económicas y operativas existentes y la madurez del proyecto.

Las estimaciones de recuperación final se obtienen mediante la aplicación de factores de recuperación a las cantidades originales de petróleo en el sitio. Esos factores se basan en el tipo de energía inherente del reservorio, el análisis de las propiedades de los fluidos y las rocas, la posición estructural de los reservorios y su historial de producción. En algunos casos, se comparan reservorios que tengan producciones similares en las áreas donde se encuentren disponibles datos más completos.

Nuestras reservas al 31 de diciembre de 2014 fueron estimadas de acuerdo al procedimiento interno de control de calidad, el cual está integrado dentro del sistema de control interno de YPF.

La Dirección de Control de Reservas (DCR) está separada y es independiente del sector de negocio de Exploración y Producción. La actividad de la DCR es supervisada por el Comité de Auditoría de YPF, que es responsable también de supervisar los sistemas y procedimientos utilizados para el registro y el control interno sobre las reservas de hidrocarburos de la compañía. Los objetivos primordiales de la DCR son asegurarse de que la estimación de reservas comprobadas de YPF, así como su exposición, cumplan con las normas de la SEC, del Financial Accounting Standard Board (FASB) y la Sarbanes-Oxley Act



de Estados Unidos, así como también evaluar los cambios anuales en las estimaciones de reservas y la presentación de las reservas comprobadas. La DCR es responsable de preparar la información a ser difundida públicamente con relación a nuestras reservas comprobadas de petróleo crudo, condensado, líquidos del gas natural y gas natural. Asimismo, es también responsabilidad de la DCR brindar formación al personal involucrado en la estimación de reservas y en el proceso de reporte dentro de YPF. La DCR es gestionada y está integrada por personas que cuentan con un promedio cercano a 20 años de experiencia técnica en la industria petrolera, incluyendo experiencia en la clasificación y categorización de reservas de acuerdo a las normas de la SEC. El personal de la DCR incluye diversas personas que cuentan con títulos superiores, ya sea en ingeniería o geología, así como otras que cuentan con licenciaturas en varios estudios técnicos. Varios integrantes de la DCR están registrados o bien afiliados a los organismos profesionales en su especialidad.

Todos los volúmenes registrados son sometidos a auditoría de reservas por un tercero en forma periódica. Los yacimientos sometidos a auditoría de reservas para cualquier año dado se seleccionan conforme a los siguientes parámetros:

- i. todos los yacimientos en un ciclo de tres años; y
- ii. yacimientos recientemente adquiridos no sometidos a una auditoría, estimación o revisión durante el ciclo anterior y yacimientos respecto de los cuales se encuentra disponible información nueva que podría afectar materialmente las estimaciones de reservas anteriores.

Para aquellas áreas sometidas a auditorías externas, las estimaciones de YPF de reservas comprobadas deben estar dentro del 7% ó 10 mmbpe de las estimaciones del auditor externo para que YPF declare que el auditor externo ha ratificado los volúmenes. En el caso de que la diferencia fuera mayor que el mencionado nivel de tolerancia, YPF efectuará una nueva estimación de las reservas comprobadas con el objeto de alcanzar ese nivel de tolerancia, o deberá reportar las cifras que surgen del trabajo del auditor externo.

En 2014, DeGolyer and MacNaughton auditó ciertas áreas de YPF, operadas y no operadas, de las cuencas Austral, Neuquina, Golfo San Jorge, Noroeste, Cuyana y Golfo de México. Estas auditorías fueron realizadas con fecha 30 de septiembre de 2014, con excepción de las áreas de YSUR, recientemente adquiridas y donde se adoptó el criterio de certificación de reservas, y Lindero Atravesado, Magallanes, Cañadón Yatel y Señal Picada que fueron auditadas al 31 de diciembre de 2014.

Los campos auditados al 30 de septiembre de 2014 contienen en conjunto de acuerdo a nuestra estimación, 329,9 millones de barriles de petróleo equivalentes de reservas comprobadas, lo cual representa aproximadamente el 28% de nuestras reservas comprobadas a esa fecha. Además, los campos que fueron auditados al 31 de diciembre de 2014, contienen en conjunto de acuerdo a nuestra estimación, 221,6 millones de barriles de petróleo equivalentes de reservas comprobadas, lo cual representa aproximadamente el 18,3% de nuestras reservas comprobadas a esa fecha.

Además se nos requiere, de conformidad con la Resolución S.E. 324/06 de la Secretaría de Energía, que presentemos en forma anual, hasta el 31 de marzo de cada año, detalles de nuestras estimaciones de reservas de petróleo y gas y recursos ante la Secretaría de Energía, según se define en dicha resolución, con la certificación de un auditor externo de



reservas. La mencionada certificación y auditoría externa solamente tiene el alcance que se establece en la Resolución S.E. 324/06 y no deben interpretarse como una certificación o auditoría externa de las reservas de petróleo y gas bajo las normas de la SEC. Hemos presentado el informe correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 y las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas presentadas ante la Secretaría de Energía son significativamente superiores a las estimaciones de nuestras reservas comprobadas de petróleo y gas incluidas en la presente Memoria debido principalmente a que: (i) la información presentada ante la Secretaría de Energía incluye todas las propiedades de las que somos operadores, independientemente del nivel de participación en dichas propiedades, (ii) la información presentada ante la Secretaría de Energía incluye otras categorías de reservas y recursos diferentes a las reservas comprobadas que no se incluyen en esta Memoria, el cual contiene solamente estimaciones de reservas comprobadas de acuerdo con la regulación de la SEC y según se menciona en párrafo precedente, y (iii) la definición de reservas comprobadas en virtud de la Resolución S.E. 324/06 es diferente de la definición de “reservas comprobadas de petróleo y gas” establecida en la Norma 4-10(a) de la Regulación S-X de la SEC. Por ende, todas las estimaciones de reservas comprobadas de petróleo y gas incluidas en este Prospecto reflejan solamente las reservas de petróleo y gas en forma acorde con las normas y requisitos de información de la SEC.

## **IX. Perspectivas**

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 ha enfrentado 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.

En este sentido, YPF se ha propuesto reafirmar el compromiso de crear un nuevo modelo de compañía en la Argentina que alinea los objetivos de la compañía con los del país, donde YPF se constituya en el líder de la industria que contribuya a revertir el desbalance energético nacional y a lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos en el largo plazo.

La estrategia de la Sociedad 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: 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) la explotación de 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 y actualizar nuestras refinerías.

El acuerdo logrado recientemente entre productores y refinadores, junto con las medidas de reducción de impuestos y otros beneficios que el Estado reglamentó para el año 2015, son una indicación del esfuerzo mancomunado para sostener la actividad y tender a la escala competitiva deseada en el largo plazo.

Tal como se menciona previamente, dentro de nuestros principales focos de actuación se encuentra el desarrollo de los recursos no convencionales de hidrocarburos, a partir de los resultados positivos obtenidos hasta la fecha en materia de exploración, delineación y pilotos de producción.

En tal sentido, seguimos avanzando con el Acuerdo de Proyecto de Inversión arribado en diciembre de 2013 con subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante “Chevron”) que tiene por objetivo la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El Acuerdo contempló un desembolso, de hasta US\$ 1.240 millones por parte de Chevron para una primera fase de trabajo (el “proyecto piloto”) correspondientes al área afectada al proyecto, ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana (unificadas luego en esta última), el cual ya ha sido cumplido. Durante abril de 2014 se ha completado exitosamente la segunda fase del Acuerdo del Proyecto de Inversión y Chevron ha confirmado su decisión de continuar en el proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área de Loma Campana, dando comienzo a la tercera fase del mismo. La duración de esta tercera fase abarca toda la vida del proyecto, hasta la terminación de la concesión de Loma Campana. Al cierre del ejercicio 2014 el proyecto produce aproximadamente un total de 36 mil barriles de petróleo equivalentes (boe) diarios (producción diaria promedio del mes de diciembre de 2014), siendo la porción neta atribuible a YPF un 50% del volumen mencionado. Complementariamente con este desarrollo exitoso, durante abril de 2014 YPF y Chevron han firmado un nuevo Acuerdo de proyecto de Inversión con el objetivo de extender la exploración de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén, dentro del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Nambuena, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron.

Continúa llevándose adelante de manera satisfactoria el proyecto piloto de gas no convencional para la explotación conjunta del área “El Orejano” en la provincia de Neuquén, en virtud del acuerdo con Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisor S.A. La producción promedio diaria del mes de diciembre de 2014 en esta área alcanzó aproximadamente los 4 mil boe/día.

Por otra parte, el 12 de marzo de 2014 hemos firmado un acuerdo de adquisición de las sociedades del grupo YSUR, que corresponden a las operaciones que la empresa Apache tenía en el país y de esta manera, nos hemos posicionado 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 y cuentan con una infraestructura importante de ductos y plantas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y



desarrollo en la formación Vaca Muerta. Esta compra tiene un impacto significativo para YPF ya que implica un importante aumento de la producción de gas y petróleo calidad Medanita y el incremento de nuestras reservas de hidrocarburos. A su vez, YPF y Apache Energía Argentina S.R.L. han celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. (“Pluspetrol”) por el cual le otorgaron, 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 tres 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. Esta adquisición complementa el ambicioso plan de exploración y desarrollo de gas natural de YPF que, en el marco de nuevos precios de cuenca – tan atractivos para el productor como convenientes para la sustitución de importaciones – permitió a la compañía superar los 40 millones de m3 de producción diaria.

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). 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”. Esta transacción ha sido instrumental en la ejecución exitosa de los planes de desarrollo de gas natural de la compañía.

Con fecha 28 de agosto de 2014, YPF ha celebrado un Acuerdo (el “Acuerdo”) con Petronas (E&P) Overseas Ventures Sdn. Bhd (“Petronas”), por medio del cual ambas empresas acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil en tres fases anuales con una inversión conjunta de hasta US\$ 550 millones más IVA en el área La Amarga Chica, ubicada en la Provincia del Neuquén, de los cuales Petronas aportará US\$ 475 millones e YPF aportará US\$ 75 millones. YPF será el operador del área y cederá una participación del 50% de la concesión a Petronas E&P



Argentina S.A. (en adelante “PEPASA”). Con fecha 10 de diciembre de 2014, YPF y PEPASA, una afiliada de Petronas, celebraron un Acuerdo de Proyecto de Inversión con el objetivo de realizar la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en el área La Amarga Chica en la provincia del Neuquén. El acuerdo prevé un período de exclusividad para la negociación y firma de una serie de contratos definitivos cuya entrada en vigencia quedará supeditada al cumplimiento de una serie de condiciones precedentes a ser cumplidas antes del 31 de marzo de 2015, con el objetivo de iniciar la actividad del piloto “La Amarga Chica” en el transcurso del año 2015. El Acuerdo prevé también que ambas compañías evaluarán ampliar la asociación estratégica a otras áreas exploratorias con potencial para recursos no convencionales.

En el ámbito internacional, con fecha 8 de octubre de 2014, YPF Ecuador S.A. y Petroamazonas EP (empresa estatal de petróleos ecuatoriana) firmaron un Acuerdo para la provisión de servicios específicos integrados, ejecución de actividades de optimización de la producción, actividades de recuperación mejorada y actividades de exploración en el Campo Yuralpa ubicado en el Bloque 21, en la provincia amazónica del Napo, en Ecuador.

Asimismo, nuestra subsidiaria Maxus Energy Corporation se encuentra involucrada en un proceso de revisión y estimación iniciado por la EPA para la definición de las alternativas de remediación factibles sobre tramo inferior del Río Passaic, en el Estado de New Jersey, que incluye a otros cientos de organismos y compañías. En este sentido, el mencionado organismo publicó el pasado 11 de abril de 2014 el Estudio de Factibilidad final (“FFS” por sus siglas en inglés) con el objetivo de determinar la mejor alternativa de remediación (para un mayor detalle, ver Nota 3 de nuestros Estados Contables Consolidados). Dada la incertidumbre inherente a las distintas alternativas de remediación y a las que pudieran incorporarse en la propuesta final y los costos asociados a las mismas, la cantidad y diversidad de partes involucradas que complican la potencial distribución de los costos de remoción y la limitación en la responsabilidad que le podría caer a YPF como accionista controlante de Maxus, no es posible todavía estimar razonablemente el impacto que esto podría tener en la Sociedad.

Otro aspecto a destacar y de suma relevancia para las operaciones de la Sociedad, son las renovaciones de sus concesiones de explotación producidas en el ejercicio 2014, brindando de esta manera un horizonte de largo plazo para la actividad productiva de la Sociedad. Continuando con las renovaciones de concesiones logradas en 2013 con las provincias de Chubut y Tierra del Fuego (esta última finalmente ratificada legislativamente en este año), se obtuvieron renovaciones en la provincia de Río Negro. También relacionado con asegurar el horizonte de trabajo para la actividad de la empresa, YPF logró la calificación de “área no convencional” para la unificada Loma Campana, accediendo a un plazo de concesión de 35 años. Finalmente, el Acuerdo de Diciembre de 2014 con la Provincia de Neuquén y su empresa Gas y Petróleo del Neuquén (GYP), permitió obtener la concesión en áreas relevantes para la futura explotación no convencional, como La Amarga Chica y Bajada de Añelo, adquiriendo un 10% y 15% adicional de participación respectivamente y arribando al 100% de participación en ambos casos. Al amparo de las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.007 a la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, las áreas son también categorizadas como “áreas no convencionales” de 35 años de duración a partir del desarrollo de los pilotos correspondientes. Cabe destacar que la llamada “nueva ley de hidrocarburos” contiene otros elementos de suma importancia para la promoción de las inversiones dentro de la industria de





Petróleo y Gas, como la adecuación de plazos, la ampliación de beneficios fiscales, el estatus legislativo para la promoción del gas natural y la fijación de normas uniformes y específicas para determinar el otorgamiento y renovación de concesiones, entre otras innovaciones relevantes.

En materia de exploración, durante la gestión 2014 en línea con la estrategia de la Sociedad, la inversión exploratoria se incrementó en un 148% con respecto a la gestión 2013 (un 74% medido en dólares) y es intención de la Sociedad, continuar con similares niveles en el ejercicio 2015.

Como hechos a destacar en este rubro, durante el mes de mayo de 2014 se produjeron importantes avances en el primer proyecto de exploración no convencional en la formación D-129, en la provincia de Chubut. Se confirmó la presencia de petróleo de 39° API y gas con poder calorífico de 11.000 Kcal/m<sup>3</sup>, de calidad superior al promedio de la cuenca del Golfo San Jorge. Cabe destacar que el proceso de estimulación hidráulica se realizó por primera vez en el país con agua del propio proceso de producción, sin utilizar agua dulce. A partir de la perforación y puesta en ensayo de este pozo, YPF inició con éxito la primera fase exploratoria del play no convencional D-129, permitiendo incorporar a Chubut como otra provincia con alto potencial en recursos no convencionales y logrando ampliar las fronteras de este tipo de recursos más allá de Vaca Muerta. Asimismo, en el mes de agosto de 2014, se produjo un importante hallazgo de gas y petróleo convencional en el bloque Los Perales - Las Mesetas, en la provincia de Santa Cruz, con un potencial de producción diaria de 200.000 m<sup>3</sup> de gas y 370 barriles de petróleo. Cabe destacar que la empresa hacía más de 20 años que no lograba un resultado de este tipo en esta provincia. A estos descubrimientos, se suman los hallazgos que la Sociedad anunció, durante el último año, en los bloques El Manzano y Paso Bardas Norte, en la provincia de Mendoza, en la formación Agrio en el bloque Filo Morado, en la provincia de Neuquén, y en el bloque Los Caldenes, provincia de Río Negro. Cada uno de ellos, constituyen un hito de la actual gestión de YPF.

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. Este programa revela un nuevo mapa de oportunidades para ampliar las fronteras hidrocarburíferas en nuestro país que abarca planes de acción posibles en provincias que eran consideradas “no petroleras”, que incluyen la eventual perforación de pozos de estudio (considerados exploración de frontera), con objetivos convencionales y no convencionales y la realización de estudios de sísmica. Una consideración similar, aunque en otro capítulo diferente por sus rasgos distintivos, se encuentra en la exploración de la plataforma continental marina (offshore) que incluye potenciales proyectos en Argentina y también en Uruguay. También la referida Ley N° 27.007 facilita la futura exploración de esta frontera al solicitar la reconversión de los contratos existentes, adecuar los plazos de permisos y concesiones y aumentar los beneficios fiscales para proyectos de gran inversión con financiamiento de fuente extranjera.

En lo referido al negocio de Downstream, a partir del incendio ocurrido en la refinería La Plata en abril de 2013, 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 US\$ 800 millones y que se estima poner en marcha durante el año



2016, según el ritmo de construcción que finalmente se logre y la duración de las pruebas necesarias para su puesta en marcha. 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, 2013, 2014 y en febrero de 2015. En este sentido, ha sido un gran logro para YPF la emisión de tres series de Obligaciones Negociables internacionales por US\$ 2.150 millones con resultados que superaron las mejores expectativas. La primera de ellas por US\$ 150 millones 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 US\$ 500 millones se realizó a una tasa interés fija del 8,875% con un único vencimiento a 5 años y sin garantías y fue ampliada recientemente en US\$ 175 millones adicionales. La tercera por US\$ 1.000 millones, realizada en el mes de abril de 2014, fue la mayor emisión de deuda corporativa realizada por una empresa argentina en la historia y se realizó a una tasa de interés fija del 8,75% con vencimientos de capital que operarán entre los años 2022 y 2024. Esta última serie fue ampliada en febrero de 2015 en US\$ 325 millones adicionales. 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 para el desarrollo de hidrocarburos y producción de combustibles, en línea con su estrategia de largo plazo.

#### ***X. Propuesta de asignación de utilidades***

Según los Estados Contables Individuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014, el saldo de utilidades no asignadas a dicha fecha es de \$ 9.033 millones, incluidas las utilidades correspondientes al ejercicio finalizado en la fecha antes mencionada. Las normas legales vigentes establecen que debe destinarse a la Reserva Legal no menos del 5% de la utilidad de cada ejercicio hasta que dicha reserva alcance un monto igual al 20% del capital social (art. 70, Ley 19.550), hecho este último que se ha cumplimentado durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009. Habida cuenta de lo anterior, el Directorio estima conveniente proponer a la Asamblea General de Accionistas la siguiente distribución de utilidades: (i) destinar la suma de \$ 120 millones a constituir una Reserva para compra de acciones propias, atento a lo mencionado en el apartado “Planes de bonificación e incentivos” de este documento, al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno, y dar cumplimiento, durante la ejecución de los planes, a los compromisos generados y a generarse por el mismo en el futuro, (ii) destinar la suma de \$ 8.410 millones a constituir una reserva para inversiones en los términos del



artículo 70, párrafo tercero de la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales (T.O. 1984) y sus modificaciones, y (iii) destinar la suma de \$ 503 millones, a una reserva para el pago de dividendos, facultando al directorio a determinar la oportunidad para su distribución en un plazo que no podrá exceder el del cierre del presente ejercicio.

Entre otros propósitos, la presente Memoria, análisis y explicaciones de la Dirección, tiene por objeto cumplir con la información requerida por la Ley de Sociedades Comerciales (Artículo 66 de la Ley N° 19.550).

EL DIRECTORIO

Buenos Aires, 26 de febrero de 2015



**YPF S.A.**  
**Informe sobre Código de Gobierno Societario 2014**  
**Resolución General N°622/13 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 General 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, el Código de Ética y Conducta de los empleados de YPF y su Anexo: el Reglamento Interno de Conducta de YPF en el ámbito del mercado de capitales, 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 P.E.N. N°677/2001 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 social en Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República 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 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, lo previsto en los Artículos 72 y 73 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 pueden razonablemente considerarse adecuadas a las 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, el art. 14. Cap. III Tít. II de las Normas CNV (N.T.2013) dispone que: “A los efectos de lo dispuesto en el artículo 72 inciso a), apartado II) de la Ley Nº 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 el “Código de Ética y Conducta de YPF” (el Código”) y su Anexo I: Reglamento interno de conducta de YPF SA en el ámbito del mercado de capitales (el “Reglamento”), aplicables al Directorio, a la totalidad de los directores y empleados y a 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.

Por otra parte, el Comité de Auditoría cuenta con un procedimiento para el Tratamiento de Denuncias por Conflictos de Interés bajo el artículo 110 inciso h) Ley 26.831, para tratar las denuncias por conflictos de interés a nivel de directorio.

### **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 el Código y su Anexo, el Reglamento, dirigida a prevenir el uso indebido de información privilegiada.

El Código 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 el Código de Ética y Conducta mencionado 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 del Código, 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 Capitales, también mencionado anteriormente, que tiene por objeto definir los principios y el marco de actuación, en el ámbito del Mercado de Capitales, para el directorio, el personal de YPF destinatario del mismo, síndicos y asesores externos. 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 gerentes de primera línea y a aquellos Directores con funciones ejecutivas en la Sociedad (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 Vicepresidencia de Recursos Humanos en base a los requerimientos del puesto de que se trate.

#### **II.1.1.7: la política de responsabilidad social empresarial,**

Los valores fundamentales del ADN de YPF, la definen como una empresa profesional, competitiva, global y con fuerte sentido nacional. 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.

En este sentido, se han puesto en marcha iniciativas transversales a distintos sectores de la compañía y de impacto en las comunidades entre las que se destacan:

- (I) **Añelo y Las Heras Sostenibles:** junto con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), autoridades nacionales, provinciales y municipales, y con la Fundación YPF, la compañía trabajó en la elaboración de los planes estratégicos de acción para un desarrollo urbano sostenible y equitativo, de estas dos ciudades clave para el crecimiento energético de la Argentina. Estos planes contemplan inversiones sociales y obras en materia de salud, educación, espacio público con impacto en la mejora de la calidad de vida de los habitantes. Durante este año hemos iniciado el trabajo con inversiones en infraestructura urbana y social, como la terminal de ómnibus y viviendas para médicos y docentes en Las Heras, así como ampliación de escuela, mejoras en la provisión de agua potable y saneamiento y viviendas para médicos en Añelo. Estas obras se han realizado con recursos de los Fondos de RSE conformados por YPF en las provincias de Neuquén y Santa Cruz de acuerdo a la normativa local vigente.
- (II) **Diálogo con Comunidades Indígenas:** YPF trabaja en el marco del respeto profundo e irrestricto a los derechos humanos de las comunidades indígenas con las que convive en sus operaciones. El trabajo diario se lleva adelante través de un proceso de comunicación, intercambio de información y respuesta a inquietudes con las comunidades de Loma La Lata basado en los principios que propone la Convención 169 de la OIT sobre pueblos indígenas y tribales, que se toma como referencia más allá de que son solo los gobiernos quienes están obligados en dicha Convención. Así mismo hemos puesto en marcha junto a las dos comunidades iniciativas relevantes para la mejora de su calidad de vida.
- (III) **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 permiten 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. Durante 2014 continuaron las actividades previstas de este Programa.
- (IV) **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.





- V) Por su parte, las acciones vinculadas con YPF y los Trabajadores -Programa de Formación Técnica y Productividad que capacita a los trabajadores directos e indirectos de YPF, con el fin de potenciar el crecimiento productivo y profesional- y el Programa de Formación Gerencial Responsable que tiene como objetivo lograr que la compañía afiance su gestión integral avanzaron satisfactoriamente sus objetivos de desarrollo.

#### **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 a través de su Comité de Auditoría y del departamento de Auditoría Interna.

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

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

En relación con el sistema de control interno, YPF tiene desarrolladas diversas funciones y responsabilidades, que conjuntamente contribuyen a asegurar un adecuado cumplimiento de las leyes y disposiciones vigentes, la fiabilidad de la información financiera y la eficiencia y eficacia de las operaciones.

En ese sentido, el sistema de Control Interno de reporte financiero de YPF es un proceso diseñado para brindar seguridad razonable sobre la confiabilidad de los Estados Contables de la Sociedad, y que incluye las políticas y procedimientos que:

- Permitan el mantenimiento de registros que en detalle razonable reflejen las transacciones y disposición de activos de YPF.
- Provean seguridad razonable sobre el desglose de la información según lo requerido por las normas contables aplicables.
- Provean seguridad razonable sobre la prevención o detección oportuna de adquisiciones no autorizadas, uso o disposición de activos que podrían tener un efecto material en los Estados Contables.

Los elementos claves para el desarrollo del Sistema de Control Interno son:

- ✓ Identificación de riesgos y controles de reporte financiero.
- ✓ Evaluación de la evidencia sobre la efectividad de los controles.
- ✓ Evaluación de las deficiencias de control.

El enfoque en materia de control interno está basado en el principio de responsabilidad de las distintas Vicepresidencias por el manejo de riesgos y controles y la evaluación del funcionamiento del sistema por parte de la Gerencia de Auditoría Interna (comprende la tarea de evaluación objetiva de las evidencias para proporcionar una conclusión independiente respecto de un proceso, sistema u otro objeto de auditoría).

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 20F, 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.

De acuerdo con los requisitos establecidos por el Artículo 404 de la *Sarbanes-Oxley Act* de los Estados Unidos, la Gerencia ha efectuado la evaluación de efectividad del sistema de control interno siguiendo los criterios establecidos en el "Marco de Control Interno 2013" emitido por el *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* ("COSO"). Dichoproceso 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 25 de febrero de 2015 sobre las revisiones realizadas a la fecha respecto del sistema de control interno para la presentación de información financiera al 31 de diciembre de 2014.

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 Sociedad entiende 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. Se promueve 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 o cualquier otra diferencia personal.

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, los 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 Vicepresidente de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud y los Auditores Interno y de Reservas.

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.

d) Comité de Ética. Es un comité creado por el Directorio, cuyas funciones son administrar el Código de Ética y Conducta, evaluar y establecer las acciones a seguir respecto a las situaciones declaradas. Está compuesto por cinco miembros, tres de ellos serán quienes se desempeñen como Auditor Interno, Vicepresidente Corporativo de Servicios Jurídicos y Vicepresidente de Recursos Humanos y los dos restantes son designados por el Presidente del Directorio de YPF S.A. de entre empleados que se desempeñan en áreas operativas o de negocios.

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 a través de la intervención del Comité de Compensaciones de la Sociedad, quien tiene a su cargo elevar un reporte anual 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 gerentes 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/u hora podrán ser realizados por el Presidente por motivos justificados y con la anticipación suficiente. Tiene previsiones sobre el lugar de reunión y la convocatoria a los miembros del Directorio, la cual se cursará por carta, telegrama, telefax o correo electrónico con al menos 48 horas 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 y Extraordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2014 y su continuación del 21 de mayo de 2014.

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

Actualmente YPF tiene dieciocho (18) directores titulares -de los cuales nueve (9) revisten la condición de independientes y de los nueve (9) restantes que revisten la condición de no independientes, ocho (8) son empleados- y ocho (8) 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 designar 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 18 miembros del Directorio, 9 de ellos revisten el carácter de Independiente, representando un 50 % 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 50 % 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 2014, y en las reuniones de Directorio y de Comisión Fiscalizadora de fecha 11 de junio de 2014; de Directorio del 7 de agosto de 2014; y de Directorio y Comisión Fiscalizadora de fecha 16 de diciembre de 2014.

**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 con organismos y/o empresas involucradas en la resolución aprobada.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Asimismo, las funciones en cuanto al nombramiento de personas idóneas para ocupar los cargos de directores del Directorio se encuentran actualmente a cargo de la Asamblea de Accionistas de conformidad con la normativa vigente. El Directorio, con el apoyo del Comité de Compensaciones y de



la Vicepresidencia de Recursos Humanos, está 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:

En 2014, los niveles ejecutivo y gerencial de YPF fueron invitados a una nueva edición del Ciclo de Conferencias para Líderes, que en dicha ocasión hizo foco en la identificación y gestión del talento. Los encuentros, brindados tanto en Buenos Aires como en otras unidades del interior del país, fueron facilitados por el consultor internacional Gerry Garbulsky.

Asimismo, los equipos gerenciales de primera y segunda línea participaron de la 2da. edición del Programa de Management de Negocio, dictado de forma conjunta por la Universidad de Buenos Aires (UBA) y el Instituto de Altos Estudios Empresariales (IAE), las más destacadas casa de estudios y escuela de negocios de Argentina.

También los niveles ejecutivo y gerencial de la Compañía realizaron los cursos de Seguridad de la Información y Prevención de Adicciones, desarrollados bajo la modalidad virtual y con carácter obligatorio para el conjunto de los integrantes de la Organización.

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

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

Asimismo ver II.7.1.

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

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

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





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

Ver Recomendación II.1.1.8.

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

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

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

Remitirse a lo descrito en la Recomendación II.1.1.8.

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

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

**III.4: Las políticas de gestión integral de riesgos son actualizadas permanentemente conforme a las recomendaciones y metodologías reconocidas en la materia. Indicar cuáles (Enterprise Risk Management, de acuerdo con el marco conceptual de COSO —Committee of sponsoring organizations of the Treadway Commission—, ISO 31000, norma IRAM 17551, sección 404 de la Sarbanes-Oxley Act, otras).**

Remitirse a lo descrito en la Recomendación II.1.1.8.

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

La Sociedad cumple con lo dispuesto por las Normas Internacionales de Información Financiera (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 las 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 y un miembro suplente, todos ellos directores independientes. Los integrantes del Comité de Auditoría pueden ser propuestos por cualquiera de los integrantes del Directorio.

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

Son facultades y deberes del Comité de Auditoría las previstas en la Ley 26.831 y 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 que corresponda 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 que corresponda 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 Act* 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 25 de febrero de 2015 el Comité tomó conocimiento del informe presentado por el Auditor Interno sobre el grado de avance del Plan de Auditoría 2014. Asimismo, el Comité recibió información periódica durante el año 2014 sobre el grado de avance del Plan de Auditoría 2014, tomando conocimiento el 25 de febrero de 2015, 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 con sus inversores 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](http://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, así como en el sitio web de la SEC, 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 descripta.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

<b>Clases de acciones</b>	<b>Cantidad</b>
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 – Ministerio de Economía y Finanzas Públicas es titular de las acciones 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 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:

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

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

<b>Año 2014</b>	<b>Porcentaje sobre Capital</b>
Estado Nacional – Ministerio de Economía y Finanzas Públicas**	51%
Público	49%

\*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.

\*\* A partir del 8 de mayo de 2014, el Estado Nacional – Ministerio de Economía y Finanzas Públicas es el titular definitivo de las acciones que fueran expropiadas en virtud de la Ley N°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 -según lo que apruebe la Asamblea de Accionistas- a través de la elaboración de la memoria anual y las actas de Directorio correspondientes.

## **PRINCIPIO VI. MANTENER UN VÍNCULO 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](http://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 empresarial (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 marzo de 2014, YPF presentó ante el Pacto Global de Naciones Unidas su Comunicación de Progreso anual. Dicho informe, es el documento que da cuenta de la política de sustentabilidad de la compañía, al tiempo que detalla los programas y acciones implementados en materia de responsabilidad social y ambiental. Ello, de acuerdo con estándares internacionales propuestos por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo.

Este reporte, que no se ha auditado externamente, dado que no es un condicionante excluyente para la presentación, incluye información de actividades relacionadas con Derechos Humanos, Condiciones Laborales, Medioambiente y Transparencia.



En 2013, YPF fue seleccionada por votación como empresa miembro de la Mesa Directiva de la Red Argentina del Pacto Global, y durante 2014 mantuvo su participación en esta instancia.

En el mes de junio de 2015 se presentará el documento actualizado que permitirá reafirmar el compromiso de YPF con la sustentabilidad.

La Comunicación del Progreso de YPF se encuentra disponible en la intranet de la compañía, en la página web [ypf.com](http://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 gerentes 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 Gerentes 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 Empresaria. Indicar principales lineamientos y si es de conocimiento para todo público. Dicho Código es firmado por al menos los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea. Señalar si se fomenta su aplicación a proveedores y clientes.**

La Sociedad cuenta con un Código 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, igualdad de oportunidades y no discriminación, competencia leal y defensa de la competencia, transparencia de la información, información reservada y de uso restringido, regalos obsequios y atenciones, períodos de prohibición de negociación de valores negociables de YPF, 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 que coticen sus valores negociables. 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 el Código de Ética y Conducta de los empleados de YPF. El servicio de recepción y evaluación 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 2014, 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 15 y anexos I, II y III.

Las cifras y otra información correspondiente a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 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 2014, 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: 51%.
  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: 49%.
- f) En virtud de lo requerido por la Resolución General N° 622/13 de la Comisión Nacional de Valores, informamos que no tenemos observaciones que formular sobre la información incluida en la Nota 14.b) a los Estados Contables Consolidados adjuntos relacionada con las exigencias de Patrimonio Neto Mínimo y Contrapartida líquida requeridas por la citada normativa.
- g) Según surge de los registros contables de la Sociedad mencionados en el apartado b) de este capítulo, el pasivo devengado al 31 de diciembre de 2014 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a \$ 110.787.569 y no era exigible a esa fecha.
- h) 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, 26 de febrero de 2015.

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 2014 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>	21
b.15) <i>Pasivos financieros</i>	21
b.16) <i>Impuestos, retenciones y regalías</i>	22
b.17) <i>Cuentas de patrimonio neto</i>	23
b.18) <i>Combinación de negocios</i>	25
b.19) <i>Nuevos estándares emitidos</i>	26
c) <i>Estimaciones y Juicios Contables</i>	27
d) <i>Gestión de Riesgos Financieros</i>	29

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>	38
i) <i>Préstamos</i>	38
j) <i>Provisiones</i>	42
k) <i>Ingresos, costo de ventas, gastos y otros (egresos) ingresos, netos</i>	43
3) Provisiones para juicios, reclamos y pasivos ambientales	44
4) Capital Social	65
5) Inversiones en sociedades y en Uniones Transitorias de Empresas	66
6) Saldos y operaciones con partes relacionadas	68
7) Planes de beneficios y obligaciones similares	70
8) Arrendamientos operativos	72
9) Utilidad neta por acción	72
10) Impuesto a las ganancias	73
11) Pasivos contingentes, activos contingentes, compromisos contractuales, principales regulaciones y otros:	
a) <i>Pasivos contingentes</i>	74
b) <i>Activos contingentes</i>	78
c) <i>Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros</i>	78
12) Información consolidada sobre segmentos de negocio	95
13) Combinaciones de negocios	96
14) Información requerida por la Resolución General N° 629 de la CNV	100
a) <i>Información Requerida por la Resolución General N° 629</i>	100
b) <i>Patrimonio Neto Mínimo y Contrapartida líquida requerido por la Resolución General N° 622</i>	101
15) Hechos posteriores	101
– Anexos a los estados contables	102



**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

**EJERCICIO ECONOMICO Nº 38**

**INICIADO EL 1 DE ENERO DE 2014**

**ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 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 2014**

(expresado en pesos)

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

(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 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

### BALANCE GENERAL CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

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

	Notas	2014	2013	2012
<b>Activo No Corriente</b>				
Activos intangibles	2.f	4.393	2.446	1.492
Bienes de uso	2.g	156.930	93.496	56.971
Inversiones en sociedades	2.e	3.177	2.124	1.914
Activos por impuesto diferido	10	244	34	48
Otros créditos y anticipos	2.c	1.691	2.927	1.161
Créditos por ventas	2.b	19	54	15
<b>Total del activo no corriente</b>		<b>166.454</b>	<b>101.081</b>	<b>61.601</b>
<b>Activo Corriente</b>				
Bienes de cambio	2.d	13.001	9.881	6.922
Otros créditos y anticipos	2.c	7.170	6.506	2.635
Créditos por ventas	2.b	12.171	7.414	4.044
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.a	9.758	10.713	4.747
<b>Total del activo corriente</b>		<b>42.100</b>	<b>34.514</b>	<b>18.348</b>
<b>Total del activo</b>		<b>208.554</b>	<b>135.595</b>	<b>79.949</b>
<b>Patrimonio Neto</b>				
Aportes de los propietarios		10.400	10.600	10.674
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		62.230	37.416	20.586
<b>Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la controlante</b>		<b>72.630</b>	<b>48.016</b>	<b>31.260</b>
Interés no controlante		151	224	-
<b>Total Patrimonio Neto (según estados respectivos)</b>		<b>72.781</b>	<b>48.240</b>	<b>31.260</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>				
Provisiones	2.j	26.564	19.172	10.663
Pasivos por impuesto diferido	10	18.948	11.459	4.685
Otras cargas fiscales		299	362	101
Remuneraciones y cargas sociales		-	8	48
Préstamos	2.i	36.030	23.076	12.100
Cuentas por pagar	2.h	566	470	162
<b>Total del pasivo no corriente</b>		<b>82.407</b>	<b>54.547</b>	<b>27.759</b>
<b>Pasivo Corriente</b>				
Provisiones	2.j	2.399	1.396	820
Impuesto a las ganancias a pagar		3.972	122	541
Otras cargas fiscales		1.411	1.045	920
Remuneraciones y cargas sociales		1.903	1.119	789
Préstamos	2.i	13.275	8.814	5.004
Cuentas por pagar	2.h	30.406	20.312	12.856
<b>Total del pasivo corriente</b>		<b>53.366</b>	<b>32.808</b>	<b>20.930</b>
<b>Total del pasivo</b>		<b>135.773</b>	<b>87.355</b>	<b>48.689</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivo</b>		<b>208.554</b>	<b>135.595</b>	<b>79.949</b>

Las Notas 1 a 15 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 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

### ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADO POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS (expresados en millones de pesos, excepto las cifras por acción expresadas en pesos – Nota 1.b.1)

	Notas	2014	2013	2012
Ingresos ordinarios	2.k	141.942	90.113	67.174
Costo de ventas	2.k	(104.492)	(68.094)	(50.267)
<b>Utilidad bruta</b>		<b>37.450</b>	<b>22.019</b>	<b>16.907</b>
Gastos de comercialización	2.k	(10.114)	(7.571)	(5.662)
Gastos de administración	2.k	(4.530)	(2.686)	(2.232)
Gastos de exploración	2.k	(2.034)	(829)	(582)
Otros (egresos) ingresos, netos	2.k	(1.030)	227	(528)
<b>Utilidad operativa</b>		<b>19.742</b>	<b>11.160</b>	<b>7.903</b>
Resultado de las inversiones en sociedades	5	558	353	114
Resultados financieros:				
Generados por activos				
Intereses		1.326	924	198
Diferencia de cambio		(2.490)	(2.175)	(337)
Generados por pasivos				
Intereses		(7.336)	(3.833)	(1.557)
Diferencia de cambio		10.272	7.919	2.244
<b>Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias</b>		<b>22.072</b>	<b>14.348</b>	<b>8.565</b>
Impuesto a las ganancias corriente	10	(7.323)	(2.844)	(2.720)
Impuesto a las ganancias diferido	10	(5.900)	(6.425)	(1.943)
<b>Utilidad neta del ejercicio</b>		<b>8.849</b>	<b>5.079</b>	<b>3.902</b>
<b>Utilidad neta del ejercicio atribuible a:</b>				
– Accionistas de la controlante		9.002	5.125	3.902
– Interés no controlante		(153)	(46)	-
<b>Utilidad neta por acción atribuible a los accionistas de la controlante básica y diluida</b>	9	<b>22,95</b>	<b>13,05</b>	<b>9,92</b>
<b>Otros resultados integrales</b>				
Resultados actuariales – Planes de pensión <sup>(2)</sup>		25	6	18
Diferencia de conversión de inversiones en sociedades <sup>(3)</sup>		(677)	(416)	(198)
Diferencia de conversión de YPF S.A. <sup>(4)</sup>		16.928	12.441	4.421
<b>Total otros resultados integrales del ejercicio<sup>(1)</sup></b>		<b>16.276</b>	<b>12.031</b>	<b>4.241</b>
<b>Resultado integral total del ejercicio</b>		<b>25.125</b>	<b>17.110</b>	<b>8.143</b>

(1) Integramente 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 revertien a resultados.

Las Notas 1 a 15 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 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

# YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

## ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 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 NIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio neto
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2011</b>	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)	18	-	-	-	
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.902	3.902	-	3.902	
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>3.933</b>	<b>6.101</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>640</b>	<b>10.674</b>	<b>2.007</b>	<b>-</b>	<b>5.751</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.087</b>	<b>6.741</b>	<b>31.260</b>	<b>-</b>	<b>31.260</b>
Recompra de Acciones propias en cartera	(12)	(19)	12	19	-	(120)	-	(120)	-	-	-	-	-	-	-	(120)	-	(120)	
Devenimiento Plan de beneficios en acciones	-	-	-	-	81 <sup>(2)</sup>	-	-	81	-	-	-	-	-	-	-	81	-	81	
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones <sup>(3)</sup>	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 NIF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	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 del 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	
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>3.924</b>	<b>6.087</b>	<b>9</b>	<b>14</b>	<b>40</b>	<b>(110)</b>	<b>(4)</b>	<b>640</b>	<b>10.600</b>	<b>2.007</b>	<b>4</b>	<b>8.394</b>	<b>120</b>	<b>3.648</b>	<b>18.112</b>	<b>5.131</b>	<b>48.016</b>	<b>224</b>	<b>48.240</b>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

# YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

## ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 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			Total del patrimonio neto		
	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
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2013</b>	3.924	6.087	9	14	40	(110)	(4)	640	10.600	2.007	4	8.394	120	3.648	18.112	5.131	48.016	224	48.240
Recompra de Acciones propias en cartera	(6)	(10)	6	10	-	(200)	-	-	(200)	-	-	-	-	-	-	-	(200)	-	(200)
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones <sup>3)</sup>	4	6	(4)	(6)	(69)	-	(11)	-	(80)	-	-	-	-	-	-	-	(80)	-	(80)
Devengamiento Plan de beneficios en acciones	-	-	-	-	80	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	-	80	-	80
Aporte no controlante YPF Tecnología S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	80
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2014:																			
- Apropiación a Reserva para inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.460	-	-	-	(4.460)	-	-	-
- Apropiación a Reservas para beneficios al personal en acciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-	(200)	-	-	-
- Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	465	-	-	-	-	(465)	-	-	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 11 de junio de 2014:																			
- Dividendos en efectivo (1,18 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(464)	-	-	-	-	-	(464)	-	(464)
Otros resultados integrales de ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.276	-	16.276	-	16.276
Reclasificación de resultados actuariales – Planes de pensión de inversiones en sociedades controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(25)	25	-	-	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.002	9.002	(153)	8.849
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>3.922</b>	<b>6.083</b>	<b>11</b>	<b>18</b>	<b>51</b>	<b>(310)</b>	<b>(15)</b>	<b>640</b>	<b>10.400</b>	<b>2.007</b>	<b>5</b>	<b>12.854</b>	<b>320</b>	<b>3.648</b>	<b>34.363<sup>(1)</sup></b>	<b>9.033</b>	<b>72.630</b>	<b>151</b>	<b>72.781</b>

- (1) Incluye 35.764 correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de YPF S.A. y (1.401) 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.
- (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 15 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 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

# YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

## ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

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

	2014	2013	2012
<b>Flujos de Efectivo de las operaciones</b>			
Utilidad neta consolidada	8.849	5.079	3.902
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:			
Resultados de las inversiones en sociedades	(558)	(353)	(114)
Depreciación de bienes de uso	19.936	11.236	8.129
Amortización de activos intangibles	469	197	152
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	4.041	2.336	1.170
Cargo por impuesto a las ganancias	13.223	9.269	4.663
Aumento neto de provisiones	5.561	3.272	2.207
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros <sup>(1)</sup>	(2.116)	(3.551)	(1.660)
Plan de beneficios en acciones	80	81	-
Seguros devengados	(2.041)	(1.956)	-
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	(3.824)	(2.627)	(517)
Otros créditos y anticipos	248	(1.332)	22
Bienes de cambio	(244)	(732)	(81)
Cuentas por pagar	5.067	3.243	1.857
Otras cargas fiscales	218	272	374
Remuneraciones y cargas sociales	727	253	262
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.974)	(713)	(1.406)
Dividendos cobrados	299	280	388
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	1.689	-	-
Pagos de impuestos a las ganancias	(3.496)	(3.290)	(2.047)
<b>Flujos de Efectivo de las Operaciones</b>	<b>46.154</b>	<b>20.964</b>	<b>17.301</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión<sup>(2)</sup></b>			
Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(50.213)	(27.639)	(16.403)
Aportes de capital en inversiones en sociedades	(106)	(20)	-
Ingresos por ventas de bienes de uso y activos intangibles (Notas 11.c y 13 respectivamente)	2.060	5.351	-
Adquisición de participación en UTEs	(861)	-	-
Adquisición de subsidiaria neta de fondos adquiridos	(6.103)	107	-
Cobro de seguros por daño material	1.818	-	-
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión</b>	<b>(53.405)</b>	<b>(22.201)</b>	<b>(16.403)</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación</b>			
Pago de préstamos	(13.320)	(6.804)	(28.253)
Pago de intereses	(5.059)	(2.696)	(920)
Préstamos obtenidos	23.949	16.829	32.130
Dividendos pagados	(464)	(326)	(303)
Recompra de acciones propias en cartera	(200)	(120)	-
Aportes de interés no controlante	80	96	-
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación</b>	<b>4.986</b>	<b>6.979</b>	<b>2.654</b>
<b>Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes (Disminución) aumento neta del efectivo y equivalentes</b>	<b>1.310</b>	<b>224</b>	<b>83</b>
<b>Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio</b>	<b>10.713</b>	<b>4.747</b>	<b>1.112</b>
<b>Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio (Disminución) aumento neta del efectivo y equivalentes</b>	<b>9.758</b>	<b>10.713</b>	<b>4.747</b>
<b>COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL EJERCICIO</b>			
- Caja y Bancos	6.731	4.533	950
- Otros Activos Financieros	3.027	6.180	3.797
<b>TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL EJERCICIO</b>	<b>9.758</b>	<b>10.713</b>	<b>4.747</b>

(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 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 por 7.567, 5.604 y 3.325, respectivamente, altas por costos de abandono de pozos de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 por (268), 4.357 y (276), respectivamente, los aportes de capital en especie al 31 de diciembre de 2014 y 2013 por 342 y 133, respectivamente y la cesión de participaciones en áreas al 31 de diciembre de 2014 por 325.

Las Notas 1 a 15 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 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

### NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 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 2014 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 2013 y 2012 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.

En caso de corresponder se han ajustado los saldos comparativos para homogeneizar con los criterios de exposición del presente ejercicio.

- 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 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

– 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 y UTES.

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, con fecha 12 de febrero de 2014, YPF y su subsidiaria YPF Europe B.V. aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International S.à.r.l. para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades controlantes de los activos del Grupo Apache en la República Argentina cumplimentando con las condiciones precedentes establecidas en dicho acuerdo el 13 de marzo de 2014 (fecha de toma de control). Adicionalmente, durante el segundo trimestre de 2013 la Sociedad tomó control

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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



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.

La Sociedad ha consolidado los resultados de las operaciones correspondientes al Grupo Apache (posteriormente denominado YSUR), 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 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

### **1.b.2) Activos financieros**

La Sociedad realiza la clasificación de los activos financieros en el momento del reconocimiento inicial y la revisa a la 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 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 2014, 2013 y 2012.

#### **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%.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

El 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 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".

El valor registrado de las inversiones en sociedades no supera su valor recuperable.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

La 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.

*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:

	<b>Años de vida útil estimada</b>
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).

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

Los costos de perforación aplicables a los pozos productivos y a los pozos secos de desarrollo y los costos de equipos relacionados con el desarrollo de las reservas de petróleo y gas han sido activados.

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

- a) Los costos activados relacionados con actividades productivas, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas que se estima recuperar.
- b) Los costos activados relacionados con adquisiciones de propiedades y extensión de concesiones, con reservas probadas, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas totales.

Las depreciaciones se adecúan por los cambios en las estimaciones de las reservas probadas de petróleo crudo y gas con posterioridad a la fecha de exteriorización de dichos cambios. La Sociedad efectúa las revisiones de las estimaciones de reservas al menos una vez al año. Adicionalmente, las estimaciones de reservas son auditadas por ingenieros independientes de petróleo y gas sobre la base de un plan de rotación de tres años.

*iv. Costos de abandono de pozos:*

Los costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos son activados a valores descontados, junto con los activos que le dieron origen y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto al mismo valor estimado de las sumas a pagar descontadas. Los cambios en las estimaciones de las sumas a pagar descontadas son realizados, considerando los costos corrientes incurridos para el abandono de pozos campo por campo u otra información externa disponible, si las obligaciones para el abandono de pozos no fueran llevadas a cabo. Debido a la cantidad de pozos productivos o no abandonados aún, como así también, a la complejidad respecto a las diversas áreas geográficas en donde están localizados, los costos corrientes incurridos para el taponamiento de pozos son utilizados para estimar los costos futuros de abandono. Dichos costos constituyen la mejor estimación del pasivo por abandono de pozos. Los cambios futuros en los costos mencionados, como así también en las regulaciones vinculadas a abandono de pozos, los cuales no son factibles de predecir a la fecha de emisión de los presentes estados contables, podrían afectar el valor de las obligaciones para el abandono de pozos y, consecuentemente, del activo relacionado, afectando en consecuencia los resultados de las operaciones futuras.

*v. Bienes de uso de naturaleza medioambiental:*

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago, en la medida que su cuantía se pueda estimar de forma fiable y que la obligación de liquidar el compromiso sea probable o cierta. Las provisiones incluyen tanto a las obligaciones cuya ocurrencia no depende de hechos futuros (como son las provisiones por gastos de medioambiente y la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos), como así también a aquellas obligaciones probables y cuantificables cuya concreción depende de la ocurrencia de un hecho futuro que se encuentra fuera del control de la Sociedad (como por ejemplo las provisiones para juicios y contingencias). El importe registrado como provisión corresponde a la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes; y

- b) Pasivos contingentes: Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la Sociedad, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos. Consecuentemente, los pasivos contingentes no se reconocen en los estados contables, sino que los mismos son informados en nota en la medida que sean significativos, conforme a los requerimientos de la NIC N° 37, "Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes" (Ver Nota 3 y 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 seis 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 de YPF S.A. en función de las cuencas del país - Neuquina, Noroeste y Austral- y dos que agrupan los activos de las cuencas de gas natural de YSUR Neuquina 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 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

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 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

#### **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 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 3% y el 10% 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 49, 42 y 41 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, 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 781, 466 y 372 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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:*

A partir del ejercicio 2013, 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 durante el ejercicio 2013 ha incluido la reconversión de ciertos planes de retribución a largo plazo existentes a la fecha de implementación. 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.

En consistencia con los planes de remuneración en acciones aprobados en 2013, el Directorio de la Sociedad, en su reunión de fecha 11 de junio de 2014, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2014-2016, que tendrá vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2014 (fecha de otorgamiento), con características similares a las del plan 2013-2015.

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”.

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 80 y 43 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente.

A continuación se detalla la evaluación en cantidad de acciones vinculada a los planes al cierre de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

**Plan 2013-2015**

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b>	1.289.841	-
- Concedidas	-	1.769.015
- Liquidadas	(563.754)	(479.174)
- Expiradas	(31.072)	-
<b>Cantidad al cierre del ejercicio<sup>(1)</sup></b>	<u>695.015</u>	<u>1.289.841</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	53	43
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	14,75	14,75

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 10 y 22 meses al 31 de diciembre de 2014 y entre 10 y 34 meses al 31 de diciembre de 2013.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
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

**Plan 2014-2016**

	<u>2014</u>
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b>	-
- Concedidas	356.054
- Liquidadas	-
- Expiradas	-
<b>Cantidad al cierre del ejercicio<sup>(1)</sup></b>	<u>356.054</u>

Gasto reconocido durante el ejercicio	27
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	33,41

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 10 meses y 30 meses al 31 de diciembre de 2014.

*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.

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;

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

- La Sociedad 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.

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 2014, 2013 y 2012:

	<b>Contratos en curso</b>			
	<b>Ingresos del ejercicio</b>	<b>Costos incurridos más ganancias reconocidas acumuladas</b>	<b>Anticipos recibidos</b>	<b>Retenciones en pagos</b>
2014	419	418	-	-
2013	312	2.359	368	-
2012	684	889	122	-

#### **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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

### 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 4.

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

#### **1.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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

## **1.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.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, el importe determinado en YPF 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".

Adicionalmente, YPF estima que en el presente ejercicio, el importe a determinar en concepto de obligación fiscal por impuesto a las ganancias será superior al impuesto a la ganancia mínima presunta, por lo que no ha registrado cargo alguno por este concepto.

De acuerdo con la Ley N° 25.063, los dividendos que se distribuyan, en dinero o en especie, en exceso de las utilidades impositivas acumuladas al cierre del ejercicio inmediato anterior a la fecha de pago o distribución, estarán sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto a las ganancias con carácter de pago único y definitivo, excepto los que se distribuyan a accionistas radicados en países con los cuales existan convenios para evitar la doble imposición, los cuales estarán sujetos a una alícuota menor.

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.

### ***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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

### **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 3 de enero de 2013 y la Resolución N° 803/2014 del 21 de octubre de 2014 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, modificó los precios de referencia y valores de corte. Con fecha 29 de diciembre de 2014 la Resolución N° 1.077/2014 estableció la derogación de la Resolución N° 394/2007 y sus modificatorias, fijando un nuevo esquema de retenciones basado en el Precio Internacional del crudo (“PI”), el cual se calcula sobre la base del “Valor Brent” aplicable al mes de exportación menos ocho dólares estadounidenses por barril (8,0 U\$S/bbl). El nuevo régimen establece una alícuota general nominal del 1%, en la medida que el PI esté por debajo de 71 U\$S/bbl. Adicionalmente, la Resolución establece una alícuota variable creciente para la exportación de petróleo crudo, en la medida que el PI supere los 71 US\$/bbl, por la cual el productor cobrará un valor máximo de aproximadamente US\$ 70 por barril exportado, dependiendo de la calidad de crudo vendido. Asimismo, la Resolución establece alícuotas variables crecientes de retención para las exportaciones de gasoil, naftas, lubricantes y otros derivados del petróleo cuando el PI supere los 71 US\$/bbl con fórmulas que permiten al productor percibir parte de ese mayor precio.

Asimismo, en marzo de 2008, la Resolución N° 127/2008 del MEP elevó la alícuota de retención a las exportaciones de gas natural, equivalente al 100% del precio más alto establecido en contratos de importación de gas natural, como asimismo estableció un sistema de retenciones variables para el gas licuado de petróleo similar al que establecía 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.

#### **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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

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 Nota 4).

En virtud de las disposiciones de la RG 562 de la CNV, la distribución de los resultados acumulados se encuentra restringida por el saldo de la presente cuenta.

#### 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.

#### 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 2014, 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 la Nota 4.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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



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.

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 identificables y de los pasivos asumidos, la diferencia se reconoce en el estado de resultado integral.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

### **1.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:

#### **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.

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 2014 y no han sido adoptadas anticipadamente por la Sociedad, son las siguientes:

#### **NIIF 9 “Instrumentos financieros”**

En julio de 2014, el IASB introdujo una modificación en reemplazo a la NIC 39. La norma incluye los requisitos de clasificación y medición, deterioro y contabilidad de coberturas de instrumentos financieros. Es aplicable para los ejercicios anuales iniciados en o a partir del 1 de enero de 2018, permitiendo su aplicación anticipada.

#### **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.

En septiembre 2014, en el marco de su ciclo anual de mejoras a las NIIF, el IASB introdujo una modificación clarificando que los bonos corporativos de alta calidad utilizados para estimar la tasa de descuento para beneficios post-empleo deberían estar denominados en la misma moneda que los beneficios a pagar.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

Ciclo anual de mejoras a las NIIF

En septiembre 2014, el IASB publicó dos documentos conteniendo modificaciones a las NIIF que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de julio de 2016, permitiendo su aplicación anticipada.

NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 38 “Activos Intangibles”

En mayo 2014, el IASB modificó la NIC 16 y NIC 38 aclarando los métodos aceptables de Depreciación y Amortización. Es aplicable para los ejercicios anuales iniciados en o a partir del 2016.

NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”

En mayo 2014, el IASB modificó la NIIF 11 con el fin de establecer que las adquisiciones de participación en operaciones conjuntas cuya actividad constituya un negocio según lo establecido en la NIIF 3; aplique los principios de contabilización que establece dicha norma. Es aplicable para los ejercicios anuales iniciados en o a partir del 2016, permitiendo su aplicación anticipada.

NIIF 15 “Ingreso de Actividades Procedentes de Contratos con Clientes”

En mayo 2014, el IASB publicó la NIIF 15 que deroga la aplicación de la NIC 11, 18 y CINIIF 13, 15, 18 y SIC 31. Es aplicable para los ejercicios anuales iniciados en o a partir del 2017, permitiendo su aplicación anticipada.

NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIC 28 “Inversiones en Asociados y Negocios Conjuntos”

En septiembre 2014, el IASB modificó la NIIF 10 y la NIC 28 para clarificar que, en transacciones que involucren una subsidiaria, la extensión de la ganancia o pérdida a reconocer en los estados contables depende de si la subsidiaria vendida o contribuida constituye un negocio de acuerdo a la NIIF 3. Es aplicable para los ejercicios anuales que comiencen en o a partir de 2016, permitiendo su aplicación anticipada.

La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la aplicación de las modificaciones y de las nuevas normas.

**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”).

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

### **Provisiones para 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. 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 2014 ascienden a 18.463, se han provisionado 2.414 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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.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:

	2014	2013	2012
<b>Activos financieros</b>			
<b>A Costo amortizado</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo <sup>(1)</sup>	8.223	8.691	3.870
Otros créditos y anticipos <sup>(1)</sup>	3.096	4.018	1.392
Créditos por ventas <sup>(1)</sup>	12.190	7.468	4.059
<b>A Valor razonable con cambios en los resultados</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo <sup>(2)</sup>	1.535	2.022	877
<b>Pasivos financieros</b>			
<b>A Costo amortizado</b>			
Cuentas por pagar <sup>(1)</sup>	30.843	20.655	13.014
Préstamos <sup>(3)</sup>	49.305	31.890	17.104
Provisiones <sup>(1)</sup>	718	485	416

(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 2014, 2013 y 2012 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 53.108, 33.784 y 17.238 al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

## Riesgo de mercado

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

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

### Riesgo de tipo de cambio

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 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 2014:

	<b>Incremento (+) / disminución (-) del tipo de cambio del peso respecto del dólar</b>	<b>31 de diciembre de 2014</b>
Efecto en el resultado antes de impuestos correspondiente a activos y pasivos financieros	+10%	1.492
	-10%	(1.492)

### 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 2014 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 65% (32.185) 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 2014. 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 2014 según el tipo de tasa aplicable:

	<b>31 de diciembre de 2014</b>	
	<b>Activos Financieros <sup>(1)</sup></b>	<b>Pasivos Financieros <sup>(2)</sup></b>
Tasa de interés fija	1.067	32.256
Tasa de interés variable	1.960	17.049
<b>Total</b>	<b>3.027</b>	<b>49.305</b>

(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 13.558 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread máximo de 4,75% y 3.287 una tasa de interés variable LIBOR más un spread entre 4% y 7,5%. También existen 204 que devengan una tasa de interés del 20% anual más el porcentaje correspondiente al incremento de producción de petróleo y gas de la Sociedad, con un tope máximo del 26% anual.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

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

	<u>Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)</u>	<u>Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014</u>
Efecto en el resultado después de impuestos	+100	(103)
	-100	103

### 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 2014, 2013 y 2012, 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 2014 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 22.058, considerando efectivo por 6.731, otros activos financieros líquidos por 3.027 y líneas de crédito disponibles con instituciones bancarias por 3.800 y 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, en abril de 2013 (ver Nota 2.i) y en febrero de 2015 (ver Nota 15).

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 2014:

	<u>31 de diciembre de 2014</u>						
	<u>Vencimiento</u>						
	<u>De 0 a 1 año</u>	<u>De 1 a 2 años</u>	<u>De 2 a 3 años</u>	<u>De 3 a 4 años</u>	<u>De 4 a 5 años</u>	<u>A más de 5 años</u>	<u>Total</u>
<b>Pasivos Financieros</b>							
Cuentas por pagar <sup>(1)</sup>	30.404	418	-	-	-	21	30.843
Préstamos	13.275	8.619	4.341	8.784	2.830	11.456	49.305
Provisiones	718	-	-	-	-	-	718

(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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

La 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 2014, la Sociedad ha acordado, entre otras cosas, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre sus activos. Además, aproximadamente el 33% de la deuda financiera pendiente de pago al 31 de diciembre de 2014 está sujeta a compromisos financieros relacionados con el ratio de apalancamiento y el ratio de deuda de cobertura de servicio de deuda.

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 2014, 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:

	<b>Exposición máxima al 31 de diciembre de 2014</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	9.758
Otros activos financieros	15.286

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 incluye una apertura de los activos financieros vencidos al 31 de diciembre de 2014.

	<u>Créditos por ventas corrientes</u>	<u>Otros créditos y anticipos corrientes</u>
Vencidos con menos de tres meses	343	269
Vencidos entre 3 y 6 meses	125	32
Vencidos con más de 6 meses	1.987	226
	<u>2.455</u>	<u>527</u>

A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 873 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 28. 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 3.676, 2.131 y 1.965 al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, YPF ejecutó garantías recibidas por un importe de 1. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, esta cifra ascendió a 4 y 2, 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 2014 y comparativos

#### 2.a) Efectivo y equivalentes de efectivo:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Caja y bancos	6.731	4.533	950
Colocaciones transitorias a corto plazo	1.492	4.158	2.920
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	1.535	2.022	877
	<u>9.758</u>	<u>10.713</u>	<u>4.747</u>

#### 2.b) Créditos por ventas:

	<u>2014</u>		<u>2013</u>		<u>2012</u>	
	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>
Deudores comunes y sociedades relacionadas <sup>(1)</sup>	26	13.037	60	8.066	20	4.538
Provisión para deudores por venta de cobro dudoso	(7)	(866)	(6)	(652)	(5)	(494)
	<u>19</u>	<u>12.171</u>	<u>54</u>	<u>7.414</u>	<u>15</u>	<u>4.044</u>

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

## Evolución de la provisión para deudores por venta de cobro dudoso

	2014		2013		2012	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	6	652	5	494	-	454
Aumentos con cargo a resultados	-	210	-	191	-	56
Aplicaciones con cargo a resultados	-	(41)	-	(73)	-	(25)
Cancelaciones por pago/utilización	-	(4)	-	-	-	(2)
Diferencia de conversión	1	49	1	40	-	16
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-	5	(5)
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<b>7</b>	<b>866</b>	<b>6</b>	<b>652</b>	<b>5</b>	<b>494</b>

### 2.c) Otros créditos y anticipos:

	2014		2013		2012	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Deudores por servicios	-	664	-	377	-	223
Créditos de impuestos, reembolsos por exportaciones e incentivos a la producción	130	1.066	22	1.233	10	750
Aportes a Fideicomiso Obra Sur	56	22	67	34	83	17
Préstamos a clientes y saldos con sociedades relacionadas <sup>(1)</sup>	231	53	517	81	385	77
Depósitos en garantía	528	435	397	253	7	193
Gastos pagados por adelantado	39	451	11	490	8	239
Anticipos y préstamos a empleados	7	299	3	166	-	106
Anticipos a proveedores y despachantes de aduana <sup>(2)</sup>	-	2.224	-	1.062	-	542
Créditos con socios de Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	612	764	1.852 <sup>(3)</sup>	595 <sup>(3)</sup>	600	129
Seguros a cobrar (Nota 11.b)	-	1.068	-	1.956	-	-
Diversos	95	227	62	357	69	455
	<u>1.698</u>	<u>7.273</u>	<u>2.931</u>	<u>6.604</u>	<u>1.162</u>	<u>2.731</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	-	(102)	-	(98)	-	(96)
Provisión para valorar otros créditos a su valor recuperable	(7)	(1)	(4)	-	(1)	-
	<u>1.691</u>	<u>7.170</u>	<u>2.927</u>	<u>6.506</u>	<u>1.161</u>	<u>2.635</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).

### 2.d) Bienes de cambio:

	2014	2013	2012
Productos destilados	7.720	5.713	4.316
Petróleo crudo y gas natural	4.187	3.451	1.813
Productos en procesos	99	115	106
Obras para terceros en ejecución	271	107	230
Materia Prima, Envases y Otros	724	495	457
	<u>13.001<sup>(1)</sup></u>	<u>9.881<sup>(1)</sup></u>	<u>6.922<sup>(1)</sup></u>

(1) Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, el valor neto de realización 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 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

**2.e) Inversiones en sociedades:**

	2014	2013	2012
Participación en sociedades (Anexo I)	3.189	2.136	1.926
Provisión para desvalorización de participación en sociedades	(12)	(12)	(12)
	<u>3.177</u>	<u>2.124</u>	<u>1.914</u>

**2.f) Evolución de los Activos Intangibles:**

Cuenta principal	2014					Valor al cierre del ejercicio	Valor residual al 31-12	Valor residual al 31-12	Valor residual al 31-12
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Costo				
Concesiones de Servicios	3.917	572	1.212	6	5.707				
Derechos de Exploración	801	3.033	399	(2.258)	1.975				
Otros Intangibles	1.879	129	594	5	2.607				
Total 2014	<u>6.597</u>	<u>3.734<sup>(1)</sup></u>	<u>2.205</u>	<u>(2.247)<sup>(1)(2)</sup></u>	<u>10.289</u>				
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>				

  

Cuenta principal	2014					Valor residual al 31-12	Valor residual al 31-12	Valor residual al 31-12
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión			
Concesiones de Servicios	2.551	-	4-5%	135	789	3.475	1.366	930
Derechos de Exploración	8	(39)	-	179	2	150	1.825	793
Otros Intangibles	1.592	1	7-33%	155	523	2.271	336	287
Total 2014	<u>4.151</u>	<u>(38)</u>		<u>469</u>	<u>1.314</u>	<u>5.896</u>	<u>4.393</u>	
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>

(1) Incluye 2.784 de altas correspondiente al grupo YSUR en Argentina a la fecha de toma de control y 1.538 de baja de activos por la cesión de áreas a Pluspetrol S.A. (ver Nota 13).

(2) Incluye 682 reclasificado a la línea propiedad minera, pozos y equipo de explotación del rubro Bienes de uso.

La Sociedad no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

**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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

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

- La Plata / Dock Sud
- Puerto Rosales / La Plata
- Monte Cristo / San Lorenzo
- Puesto Hernández / Luján de Cuyo
- Luján de Cuyo / Villa Mercedes

En este orden, los activos que cumplan ciertas características, tal y como lo establece el CINIIF 12, las cuales a criterio de la Dirección se presentan en los bienes mencionados en los párrafos precedentes, se reconocen como activos intangibles.

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

	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Valor residual de bienes de uso	157.243	93.662	57.103
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(313)	(166)	(132)
	<u>156.930</u>	<u>93.496</u>	<u>56.971</u>

Cuenta principal	<b>2014</b>				
	<b>Costo</b>				
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto de conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del ejercicio
Terrenos y edificios	6.965	13	1.996	110	9.084
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	179.877	9.248	56.540	19.711	265.376
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	29.267	13	9.171	3.630	42.081
Equipos de transporte	1.466	119	431	144	2.160
Materiales y equipos en depósito	5.576	8.013	1.571	(6.919)	8.241
Perforaciones y obras en curso	19.840	38.531	6.275	(19.595)	45.051
Perforaciones exploratorias en curso <sup>(3)</sup>	927	2.264	231	(1.641)	1.781
Muebles y útiles e instalaciones	2.267	82	690	275	3.314
Equipos de comercialización	4.084	-	1.284	152	5.520
Infraestructura de distribución de gas natural	2.722	169	1	(4)	2.888
Instalaciones de generación de energía eléctrica	1.542	20	-	5	1.567
Otros bienes	4.070	141	1.112	13	5.336
Total 2014	<u>258.603</u>	<u>58.613<sup>(4)(5)(10)</sup></u>	<u>79.302</u>	<u>(4.119)<sup>(6)</sup></u>	<u>392.399</u>
Total 2013	<u>170.843</u>	<u>39.220<sup>(8)(9)(10)</sup></u>	<u>59.121</u>	<u>(10.581)<sup>(7)</sup></u>	<u>258.603</u>
Total 2012	<u>135.618</u>	<u>16.209<sup>(10)</sup></u>	<u>20.282</u>	<u>(1.266)<sup>(6)</sup></u>	<u>170.843</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Cuenta principal	2014						2013	2012	
	Depreciación						Valor residual	Valor residual	Valor residual
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión	Acumulada al cierre del ejercicio			
Terrenos y edificios	2.804	-	2%	161	814	3.779	5.305	4.161	2.906
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	133.672	(348)	(1)	17.057	41.789	192.170	73.206 <sup>(2)</sup>	46.205 <sup>(2)</sup>	28.007 <sup>(2)</sup>
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	17.611	(7)	4-5%	1.751	5.487	24.842	17.239	11.656	5.845
Equipos de transporte	1.022	(21)	4-20%	152	302	1.455	705	444	321
Materiales y equipos en depósito	-	-	-	-	-	-	8.241	5.576	3.375
Perforaciones y obras en curso	-	-	-	-	-	-	45.051	19.840	13.658
Perforaciones exploratorias en curso <sup>(3)</sup>	-	-	-	-	-	-	1.781	927	955
Muebles y útiles e instalaciones	1.990	(4)	10%	235	596	2.817	497	277	249
Equipos de comercialización	3.034	-	10%	239	942	4.215	1.305	1.050	708
Infraestructura de distribución de gas natural	1.107	(10)	2-5%	87	2	1.186	1.702	1.615	-
Instalaciones de generación de energía eléctrica	1.060	-	5-7%	110	1	1.171	396	482	-
Otros bienes	2.641	(2)	10%	144	738	3.521	1.815	1.429	1.079
<b>Total 2014</b>	<b>164.941</b>	<b>(392)<sup>(6)</sup></b>		<b>19.936</b>	<b>50.671</b>	<b>235.156</b>	<b>157.243</b>		
<b>Total 2013</b>	<b>113.740</b>	<b>(1.530)<sup>(7)</sup></b>		<b>13.830<sup>(8)(9)</sup></b>	<b>38.901</b>	<b>164.941</b>		<b>93.662</b>	
<b>Total 2012</b>	<b>91.973</b>	<b>(84)<sup>(6)</sup></b>		<b>8.129</b>	<b>13.722</b>	<b>113.740</b>			<b>57.103</b>

(1) La depreciación ha sido calculada por el método de unidades de producción (Nota 1.b.6).

(2) Incluye 6.343, 3.748 y 2.800 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

(3) Existen 55 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2014. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha, se han iniciado 56 pozos, 32 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.

(4) Incluye 858, 210, 39 y 866 de altas correspondientes a las UTEs Puesto Hernández, Lajas, La Ventana y Bajada Añelo-Amarga Chica, respectivamente, a la fecha de adquisición de participación adicional.

(5) Incluye 5.469 de altas correspondiente al Grupo YSUR en Argentina a la fecha de toma de control (ver Nota 13).

(6) Incluye 32 y 4 de valor residual imputado contra provisiones de bienes de uso por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2012, respectivamente.

(7) Incluye, entre otros, la baja de los activos del Coke A vinculados al incidente que afectó a la Refinería La Plata en abril 2013, como consecuencia del temporal que tuvo lugar en dicha ciudad (ver adicionalmente Nota 11.b) y 6.708 de baja de activos relacionados a los acuerdos de proyectos de inversión (ver adicionalmente Nota 11.c).

(8) Incluye 3.137 y 1.352 de altas y depreciación acumulada, respectivamente, correspondientes a GASA a la fecha de adquisición (ver Nota 13).

(9) 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).

(10) Incluye (268), 4.357 y (276) de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

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 2014, 2013 y 2012 la tasa de capitalización anualizada promedio ha sido 12,29%, 12,03% y 8,55% y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 574, 605 y 340 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 2014, 2013 y 2012:

	2014	2013	2012
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	166	132	123
Aumento con cargo a resultado	133	16	22
Aplicaciones con cargo a resultado	(4)	-	(23)
Cancelaciones por utilización	(32)	-	(4)
Diferencia de conversión	50	18	14
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<b>313</b>	<b>166</b>	<b>132</b>

A continuación se expone la evolución que han tenido los costos de los pozos exploratorios que al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 se encuentran en estado de evaluación:

	2014	2013	2012
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	710	815	160
Incrementos pendientes de determinación de reservas	921	424	683
Disminuciones imputadas contra Gastos de Exploración	(336)	(255)	(35)
Disminución por cesión de activos	(336)	-	-
Reclasificaciones hacia Propiedad minera, pozos y equipos de perforación con reservas probadas	(188)	(481)	(63)
Diferencia de conversión	222	207	70
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<b>993</b>	<b>710</b>	<b>815</b>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

El 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 2014.

	<u>Monto</u>	<u>Cantidad de Proyectos</u>	<u>Cantidad de Pozos</u>
Entre 1 y 5 años	113	2	3

## 2.h) Cuentas por pagar:

	<u>2014</u>		<u>2013</u>		<u>2012</u>	
	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>
Proveedores comunes y sociedades relacionadas <sup>(1)</sup>	66	28.331	153	18.553	35	11.503
Participación en Sociedades con patrimonio neto negativo	-	2	-	127	-	4
Extensión de Concesiones (ver Nota 11.c)	332	884	275	1.036	104	936
Diversos	168	1.189	42	596	23	413
	<u>566</u>	<u>30.406</u>	<u>470</u>	<u>20.312</u>	<u>162</u>	<u>12.856</u>

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

## 2.i) Préstamos:

	<u>Tasa de Interés<sup>(1)</sup></u>	<u>Vencimiento de Capital</u>	<u>2014</u>		<u>2013</u>		<u>2012</u>	
			<u>No</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>
Obligaciones Negociables <sup>(2)</sup>	0,10-26,00%	2015 - 2028	33.330	3.586	20.474	4.296	9.216	725
Otras deudas financieras	2,00-26,00%	2015 - 2019	2.700 <sup>(3)(4)</sup>	9.689 <sup>(3)(4)</sup>	2.602	4.518	2.884	4.279
			<u>36.030</u>	<u>13.275</u>	<u>23.076</u>	<u>8.814</u>	<u>12.100</u>	<u>5.004</u>

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2014.

(2) Se exponen netas de 252, 137 y 450 de Obligaciones Negociables propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

(3) Incluyen aproximadamente 8.392 que corresponden a préstamos pactados en dólares y devengan interés a tasas de entre 2% y 7,25%.

(4) Incluye 1.702 correspondientes a préstamos otorgados por el Banco Nación Argentina, denominados en pesos, de los cuales 315 devengan tasa fija de 15% hasta diciembre de 2015 y luego tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos porcentuales, 167 devengan tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos porcentuales con un tope de la tasa activa de la cartera general del Banco Nación y 1.220 en concepto de adelantos en cuenta corriente, los cuales devengan una tasa de interés fija del 22%. Ver adicionalmente Nota 6.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

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

(en millones)		Valor registrado															
Emisión						2014		2013		2012							
Mes	Año	Valor Nominal	Clase	Tasa de Interés <sup>(3)</sup>	Vencimiento del Capital	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente						
- YPF:																	
-	1998	US\$ 15	<sup>(1)</sup> (6)	-	Fija	10,00%	2028	62	2	534	10	40	1				
Marzo	2010	US\$ 70	<sup>(2)</sup> (6)	Clase III	-	-	-	-	-	-	-	-	347				
Septiembre	2012	\$ 100	<sup>(2)</sup> (7)	Clase VI	-	-	-	-	-	-	-	-	101				
Septiembre	2012	\$ 200	<sup>(2)</sup> (6)	Clase VII	-	-	-	-	-	202	200	-	2				
Septiembre	2012	\$ 1.200	<sup>(2)</sup> (4) (6)	Clase VIII	BADLAR más 4%	24,02%	2015	-	809	800	413	1.200	11				
Octubre	2012	US\$ 130	<sup>(2)</sup> (5) (6)	Clase IX	-	-	-	-	-	853	636	-	7				
Octubre y Diciembre	2012	US\$ 552	<sup>(2)</sup> (4) (5) (6)	Clase X	Fija	6,25%	2016	4.690	59	3.587	45	2.702	34				
Noviembre y Diciembre	2012	\$ 2.110	<sup>(2)</sup> (4) (6)	Clase XI	BADLAR más 4,25%	24,72%	2017	2.110	70	2.110	64	2.110	56				
Diciembre	2012	\$ 150	<sup>(2)</sup> (6)	Clase XII	-	-	-	-	-	-	-	-	151				
Diciembre y Marzo	2012/3	\$ 2.828	<sup>(2)</sup> (4) (6)	Clase XIII	BADLAR más 4,75%	24,70%	2018	2.828	23	2.828	22	2.328	15				
Marzo	2013	\$ 300	<sup>(2)</sup> (6)	Clase XIV	-	-	-	-	-	304	-	-	-				
Marzo	2013	US\$ 230	<sup>(2)</sup> (5) (6)	Clase XV	-	-	-	-	-	1.497	-	-	-				
Mayo	2013	\$ 300	<sup>(2)</sup> (6)	Clase XVI	-	-	-	-	-	303	-	-	-				
Abril	2013	\$ 2.250	<sup>(2)</sup> (4) (6)	Clase XVII	BADLAR más 2,25%	22,99%	2020	2.250	89	2.250	83	-	-				
Abril	2013	US\$ 61	<sup>(2)</sup> (5) (6)	Clase XVIII	Fija	0,1%	2015	-	502	397	-	-	-				
Abril	2013	US\$ 89	<sup>(2)</sup> (5) (6)	Clase XIX	Fija	1,29%	2017	757	2	579	1	-	-				
Junio	2013	\$ 1.265	<sup>(2)</sup> (4) (6)	Clase XX	BADLAR más 2,25%	22,22%	2020	1.265	11	1.265	10	-	-				
Julio	2013	\$ 100	<sup>(2)</sup> (6)	Clase XXI	-	-	-	-	-	101	-	-	-				
Julio	2013	US\$ 92	<sup>(2)</sup> (5) (6)	Clase XXII	Fija	3,50%	2020	515	107	510	89	-	-				
Octubre	2013	US\$ 150	(2)	Clase XXIV	LIBOR más 7,50%	7,73%	2018	825	311	860	125	-	-				
Octubre	2013	\$ 300	(2)	Clase XXV	BADLAR más 3,24%	24,10%	2015	-	314	300	13	-	-				
Diciembre	2013	US\$ 587	(2)	Clase XXVI	Fija	8,875%	2018	4.899	16	3.251	10	-	-				
Diciembre	2013	\$ 150	(2)	Clase XXVII	-	-	-	-	-	151	-	-	-				
Marzo	2014	\$ 500	(2)	Clase XXIX	BADLAR	20,09%	2020	500	7	-	-	-	-				
Marzo	2014	\$ 379	(2)	Clase XXX	BADLAR más 3,50%	23,47%	2015	-	384	-	-	-	-				
Abril	2014	US\$ 1.000	(2)	Clase XXVIII	Fija	8,75%	2024	8.501	180	-	-	-	-				
Junio	2014	\$ 201	(2)	Clase XXXI	Variable <sup>(7)</sup>	26,00%	2015	-	205	-	-	-	-				
Junio	2014	\$ 465	(2)	Clase XXXII	BADLAR más 3,20%	23,27%	2016	155	316	-	-	-	-				
Junio	2014	US\$ 66	(2)	Clase XXXIII	Fija	2,00%	2017	563	1	-	-	-	-				
Septiembre	2014	\$ 1.000	(2)	Clase XXXIV	BADLAR más 0,1%	20,16%	2024	1.000	54	-	-	-	-				
Septiembre	2014	\$ 750	(2)	Clase XXXV	BADLAR más 3,50%	23,56%	2019	750	47	-	-	-	-				
- MetroGAS:																	
Enero	2013	US\$ 177		Serie A-L	Fija	8,875%	2018	1.186	1	840	-	-	-				
Enero	2013	US\$ 13		Serie A-U	Fija	8,875%	2018	120	-	91	-	-	-				
- GASA:																	
Marzo	2013	US\$ 57		Serie A-L	Fija	8,875%	2015	347	76	262	-	-	-				
Marzo	2013	US\$ 1	(8)	Serie A-U	Fija	8,875%	2016	7	-	10	-	-	-				
						<u>33.330</u>		<u>3.586</u>		<u>20.474</u>		<u>4.296</u>		<u>9.216</u>		<u>725</u>	

(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) Tasa de interés vigente al 31 de diciembre de 2014.

(4) 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.

(5) 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.

(6) 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.

(7) Devengarán interés a una tasa variable anual equivalente a la suma de una tasa de interés mínima del 20% más un margen sujeto a la producción total de hidrocarburos de YPF (gas natural y petróleo-condensado, gasolina), de acuerdo a la información de la Secretaría de Energía de la Nación, hasta una tasa de interés máxima del 26%.

(8) La fecha de vencimiento del capital original es en diciembre 2015, con posibilidad de ser extendida a diciembre 2016, en caso de que se cumpla con determinadas condiciones. Ver apartado de GASA a continuación.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

– 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 dicha aprobación un monto nominal máximo en circulación de US\$ 5.000 millones al 31 de diciembre de 2014, fecha de cierre de ejercicio y US\$ 8.000 millones al 26 de febrero de 2015, fecha de emisión de los presentes estados contables (ver Nota 15), 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 Clase A devengarán intereses sobre el monto de su capital en circulación a la tasa de 8,875% nominal anual, desde su fecha de emisión hasta la fecha de su cancelación los cuales se computarán y pagarán de conformidad con sus términos y condiciones. Las Nuevas Obligaciones Negociables Clase B sólo hubiesen devengado intereses sobre el monto de capital correspondiente a las Nuevas Obligaciones Negociables Clase

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 si se hubiese producido 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 a partir del momento en que se produjese dicho Hecho Desencadenante. Dichos intereses también se hubiesen devengado a la tasa de 8,875% nominal anual, desde la fecha del Hecho Desencadenante y hasta la fecha de su cancelación los cuales se hubiesen computado y pagado de conformidad con sus términos y condiciones particulares. 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 30 de junio de 2014.

En consecuencia, con posterioridad a la emisión inicial antes mencionada, MetroGAS ha emitido Obligaciones Negociables de verificación tardía:

- Serie A-U por un monto de US\$ 5.087.459
- Serie B-U por un monto de US\$ 4.013.541

y Obligaciones Negociables de capitalización

- Serie A-L adicionales por un monto de US\$ 7.033.000
- Serie A-U adicionales por un monto de US\$ 742.500

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.

GASA 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 GASA 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).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 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 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 2014.

Con posterioridad a la emisión mencionada, GASA ha emitido Obligaciones Negociables adicionales:

- Clase A-L por un monto de US\$ 8.491.085

y para Obligaciones Negociables para la capitalización de intereses:

- Clase A-U por un monto de US\$ 215.532

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
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2013</b>	168	22	5.020	159	764	926	13.220	289
Aumentos con cargos a resultados	11	-	3.367	24	1.066	-	1.366	3
Aplicaciones con cargos a resultados	(27)	-	(465)	(82)	-	-	-	-
Aumento por adquisición de subsidiarias	-	-	20	-	21	2	724	14
Cancelaciones por pago/utilización	(14)	(11)	(5)	(1.126)	-	(621)	(61)	(136)
Diferencias de conversión	67	5	930	23	175	81	2.772	48
Aumento por adquisición de participación en UTEs	-	-	-	-	-	-	339	153
Reclasificaciones y otros movimientos	(11)	11	(1.853)	1.853	(757)	757	(273) <sup>(1)</sup>	5 <sup>(1)</sup>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>194</b>	<b>27</b>	<b>7.014</b>	<b>851</b>	<b>1.269</b>	<b>1.145</b>	<b>18.087</b>	<b>376</b>

	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
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2012</b>	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 <sup>(1)</sup>	172 <sup>(1)</sup>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>168</b>	<b>22</b>	<b>5.020</b>	<b>159</b>	<b>764</b>	<b>926</b>	<b>13.220</b>	<b>289</b>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

	Provisiones para 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
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	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) <sup>(1)</sup>	61 <sup>(1)</sup>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2012</b>	<u>136</u>	<u>16</u>	<u>2.892</u>	<u>122</u>	<u>677</u>	<u>489</u>	<u>6.958</u>	<u>193</u>

(1) Incluye (268), 4.357 y (276) 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 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

## 2.k) Ingresos, costo de ventas, gastos y otros (egresos) ingresos, netos:

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012

### Ingresos ordinarios

	2014	2013	2012
Ventas <sup>(1)</sup>	147.020	92.978	68.817
Ingresos por contratos de construcción	419	312	684
Impuesto a los ingresos brutos	(5.497)	(3.177)	(2.327)
	<u>141.942</u>	<u>90.113</u>	<u>67.174</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

	2014	2013	2012
Existencia al inicio	9.881	6.922	6.006
Compras	35.951	25.846	17.974
Costos de producción	68.840	42.980	32.374
Diferencia de conversión	2.821	2.227	835
Existencia final	(13.001)	(9.881)	(6.922)
Costo de ventas	<u>104.492</u>	<u>68.094</u>	<u>50.267</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

**Gastos**

	2014				2013	2012
	Costos de producción	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total	Total
Sueldos y cargas sociales	5.341	1.602 <sup>(2)</sup>	911	177	8.031	4.488
Honorarios y retribuciones por servicios	554	1.150 <sup>(2)</sup>	226	10	1.940	1.075
Otros gastos de personal	1.622	226	94	44	1.986	997
Impuestos, tasas y contribuciones	2.260	92	3.308	-	5.660 <sup>(1)</sup>	2.680 <sup>(1)</sup>
Regalías, servidumbres y cánones	9.503	-	18	23	9.544	4.469
Seguros	705	22	65	-	792	255
Alquileres de inmuebles y equipos	2.630	24	296	-	2.950	1.481
Gastos de estudio	-	-	-	251	251	32
Depreciación de bienes de uso	19.201	282	453	-	19.936	8.129
Amortización de activos intangibles	140	134	16	179	469	152
Materiales y útiles de consumo	3.415	38	61	8	3.522	1.561
Contrataciones de obra y otros servicios	5.297	178	432	1	5.908	2.937
Conservación, reparación y mantenimiento	11.322	200	271	19	11.812	5.922
Compromisos contractuales	52	-	-	-	52	212
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	1.265	1.265	316
Transporte, productos y cargas	3.874	6	3.001	-	6.881	3.878
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	169	-	169	31
Gastos de publicidad y propaganda	-	451	259	-	710	182
Combustibles, gas, energía y otros	2.924	125	534	57	3.640	2.053
<b>Total 2014</b>	<b>68.840</b>	<b>4.530</b>	<b>10.114</b>	<b>2.034</b>	<b>85.518</b>	
<b>Total 2013</b>	<b>42.980</b>	<b>2.686</b>	<b>7.571</b>	<b>829</b>		<b>54.066</b>
<b>Total 2012</b>	<b>32.374</b>	<b>2.232</b>	<b>5.662</b>	<b>582</b>		<b>40.850</b>

(1) Incluye aproximadamente 1.775, 1.757 y 1.307 correspondientes a retenciones a las exportaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

(2) Incluye 121 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 30 de abril del 2014, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió aprobar como honorario a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2014 la suma de aproximadamente 123.

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 2014, 2013 y 2012 ascendió a 215, 83 y 58, respectivamente.

**Otros (egresos) ingresos, netos**

	2014	2013	2012
Remediación medioambiental de YPF Holdings Inc.	(214)	(201)	(278)
Juicios	(2.034)	(1.069)	(437)
Seguros (Nota 11.b)	-	1.479	-
Venta extensión de la concesión "La Ventana" y "Magallanes" (Nota 5)	428	-	-
Diversos	790	18	187
	<u>(1.030)</u>	<u>227</u>	<u>(528)</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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

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 2014, la Sociedad ha provisionado los juicios pendientes, reclamos y contingencias cuya pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente, los cuales ascienden a 7.865. 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.

*Juicios pendientes:* En el curso normal de sus negocios, la Sociedad ha sido demandada en numerosos procesos judiciales en los fueros laboral, civil y comercial. La Gerencia de la Sociedad, en consulta con sus asesores legales externos, ha constituido una provisión considerando a tales fines la mejor estimación, sobre la base de la información disponible a la fecha de emisión de los presentes estados contables, incluyendo honorarios y costas judiciales.

*Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino:* En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones de la sociedad predecesora al 31 de diciembre de 1990. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago establecido en ciertas decisiones judiciales. YPF posee el derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad.

*Mercado de gas natural:* A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado. Dicho programa fue implementado, inicialmente, mediante la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles, subsecuentemente reemplazado por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el "Programa") aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaría de Energía. Adicionalmente, la Resolución SE N° 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal resolución deben adquirir el gas natural directamente de los productores) podrán también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución. Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino, requiere a 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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
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

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 N° 1410/2010 por arbitrarios e ilegítimos, y ha alegado frente a los respectivos clientes que la Administración de las Exportaciones constituye un evento de caso fortuito o fuerza mayor (hecho del príncipe) que liberan a YPF de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados. Los mencionados clientes han rechazado el argumento de fuerza mayor esgrimido por YPF, reclamando algunos de ellos el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuros reclamos por tal concepto (en adelante los “Reclamos”).

Entre ellos, AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. (“AESU”) el 25 de junio de 2008 procedió a liquidar la suma de US\$ 28,1 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural (“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 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. 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\$ 1.052 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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 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/Sulgas - para el caso en que se declare la rescisión del Contrato de Gas por incumplimiento de AESU o Sulgas - 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 Sulgas presentaron nueva evidencia solicitando su admisión en el procedimiento arbitral. YPF y TGM hicieron sus observaciones sobre dicha evidencia el 27 de abril de 2012. Con fecha 1 de mayo de 2012, el Tribunal Arbitral denegó la admisión de dicha evidencia, al tiempo que resolvía que, si durante el juicio el Tribunal consideraba necesaria dicha evidencia, la misma sería admitida.

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 Sulgas del DOP por los años 2007 y 2008 por un valor de US\$ 28 millones y del 2006 por US\$ 2,4 millones.

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 a desarrollarse durante todo el año 2014 durante el cual se produjeron los informes de los expertos propuestos por las partes.

El 27 de diciembre de 2013 se solicitó a la Justicia Contencioso Administrativa que conceda el recurso de queja dándole trámite al recurso de nulidad y declarando que la concesión del mismo posee efectos suspensivos respecto del procedimiento arbitral. Se solicitó adicionalmente que hasta tanto no se conceda el recurso de queja, se conceda una medida cautelar de no innovar para evitar se impulse el procedimiento arbitral hasta tanto se resuelva el recurso de queja y de nulidad interpuesto por YPF. Con fecha 7 de octubre de 2014 la Cámara Contencioso Administrativa Federal, además de declararse competente en el recurso de Nulidad, dispuso suspender el calendario procesal de la segunda etapa del Arbitraje hasta tanto dicha Cámara se pronuncie en forma definitiva sobre el recurso de nulidad interpuesto por YPF contra el laudo arbitral sobre responsabilidad. Con fecha 8 de octubre de 2014 se le notificó al Tribunal Arbitral de lo resuelto por dicha Cámara y el 31 de octubre de 2014, el Tribunal Arbitral dispuso la suspensión del Proceso Arbitral hasta el 2 de febrero de 2015. El 5 de noviembre de 2014 YPF fue notificada del recurso extraordinario interpuesto por TGM contra la resolución de suspensión del calendario procesal dictada por la citada Cámara. YPF contestó dicho recurso en fecha 19 de noviembre de 2014 y, con fecha 30 de diciembre de 2014 la Cámara rechazó el recurso extraordinario interpuesto por TGM. Por su parte, AESU ha solicitado ante la justicia uruguaya la declaración de nulidad de las resoluciones del Tribunal Arbitral que dispusieron la suspensión del procedimiento arbitral y una medida cautelar para que YPF se abstenga de impedir el desarrollo del arbitraje. AESU está intentando notificar las distintas resoluciones adoptadas por los tribunales uruguayos via exhorto e YPF ha planteado ante los

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

tribunales argentinos que intervienen en dicha notificación su oposición a la misma, fundado en defectos formales de la notificación como en la incompetencia de la justicia uruguaya para entender en estos planteos. Hasta la fecha no ha sido resuelto el planteo de YPF por la justicia argentina habiendo la Cámara dispuesto notificar a la justicia uruguaya las resoluciones que ha adoptado en el expediente del Recurso de Nulidad iniciado por YPF.

Con fecha 10 de enero de 2014 se ha recibido la demanda de daños presentada por AESU ante el Tribunal por la suma total de US\$ 815,5 millones y la demanda de daños presentada por TGM ante el Tribunal Arbitral por la suma de US\$ 362,6 millones. Con fecha 25 de abril de 2014, YPF presentó ante el Tribunal Arbitral el memorial de contestación de daños rechazando las sumas pretendidas por TGM y AESU atento a que las valuaciones técnicas que acompañan adolecen de errores que hacen que dichos importes resulten desproporcionados. Con fecha 8 de julio de 2014 TGM presentó el memorial de réplica ante el Tribunal Arbitral, que fuera respondido por YPF el 23 de septiembre de 2014 mediante la presentación del memorial de dúplica.

No obstante de haber interpuesto el recurso 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 arbitral, la Sociedad 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.

Con fecha 3 de abril de 2013 se notificó la demanda de daños y perjuicios iniciada por TGN reclamando a YPF la suma de US\$ 142 millones, con más sus intereses y costas por la resolución del contrato de transporte, otorgando traslado por el término de 30 días. Con fecha 31 de mayo de 2013 YPF contestó demanda solicitando su rechazo. El 3 de abril de 2014 se abrió la causa a prueba por 40 días, haciéndose saber a las partes que deberá acompañar copia de sus respectivos ofrecimientos para la formación de los cuadernos. A la fecha se está produciendo la prueba ofrecida por las partes.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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



Adicionalmente, Nación Fideicomisos S.A. (NAFISA), había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos aplicables al transporte a Uruguiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 por dichos cargos. Se contestó la demanda con fecha 8 de febrero de 2012, planteando la conexidad con el juicio "TGN c/YPF", la incompetencia del ENARGAS para entender en este planteo, la acumulación en el juicio "TGN c/YPF" y rechazando el reclamo fundado en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte. En esta misma fecha, se presentó también en el juicio "TGN c/YPF" similar solicitud de acumulación. El 12 de abril de 2012, ENARGAS resolvió a favor de NAFISA. Con fecha 12 de mayo de 2012 YPF recurrió dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. 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. El recurso ordinario fue concedido y oportunamente fundado por YPF. La gerencia de la Sociedad ha provisionado su mejor estimación en relación con los reclamos mencionados precedentemente.

Los costos por penalidades contractuales derivadas de la falta de entrega de gas natural al 31 de diciembre de 2014, tanto en el mercado local como de exportación, han sido provisionados en la medida que sean probables y puedan ser razonablemente estimados.

#### *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.

#### *Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes:*

La Plata: En relación a la operación de la refinería que YPF posee en La Plata, existen ciertos reclamos de compensación de daños y perjuicios originados en la supuesta contaminación ambiental producida por la operación de la refinería y la remediación ambiental de los canales adyacentes a dicha refinería. Durante 2006, YPF efectuó una presentación ante la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires mediante la cual propicia efectuar un estudio de caracterización de los riesgos asociados a la contaminación mencionada. Tal como se ha mencionado anteriormente, YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y Decreto N° 546/1993. Asimismo, existen ciertos reclamos que podrían determinar la realización de inversiones adicionales vinculadas a la operación de la Refinería La Plata.

Con fecha 25 de enero de 2011, YPF ha suscrito un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible ("OPDS") de la Provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado mediante la Resolución N° 88/10 del Director Ejecutivo del OPDS. En virtud del convenio, las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata, que tendrá una duración de ocho años, y que implica acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que, en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado, con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF establecida en el artículo 9 de la Ley N° 24.145 de Privatización de YPF. YPF ha provisionado el costo estimado de los estudios de caracterización y análisis de riesgo mencionados. El costo de las acciones correctivas necesarias, de existir, será provisionado en la medida que la pérdida sea probable y pueda ser estimada razonablemente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

*Quilmes*: Los actores, quienes sostienen ser vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio en el que reclaman la indemnización de daños personales supuestamente ocasionados por 47 más intereses y la remediación ambiental. Hacen su reclamo basados principalmente en una pérdida de combustible en el poliducto La Plata-Dock Sud, que actualmente opera YPF, ocurrido en el año 1988, siendo en dicho momento YPF una sociedad del Estado Nacional, en razón de un hecho ilícito entonces detectado. El combustible habría aflorado y se hizo perceptible en noviembre de 2002, lo que ha motivado desde ese entonces la realización por parte de YPF de tareas de remediación en la zona afectada, bajo la supervisión de la autoridad ambiental de la Provincia de Buenos Aires. El Estado Nacional negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo que se lo ha demandado para obtener una decisión judicial declarando la nulidad de dicha decisión, la cual aún está pendiente de resolución. El 25 de noviembre de 2009 se remitieron las actuaciones al Juzgado Federal en lo Civil y Comercial N° 3, Secretaría N° 6, con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires para su radicación en ese juzgado, y el 4 de marzo de 2010 se contestó la demanda en este asunto, a la vez que se solicitó la citación del Estado Nacional. El 18 de diciembre de 2014 se diligenció la citación del Estado Nacional, notificándolo de la demanda y sus ampliaciones, mediante oficio al Ministerio de Planificación Federal. 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 2014 ascienden a 18.463, se han provisionado 2.414 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.

#### *Pasivos Ambientales de YPF Holdings Inc.*

##### 1. Introducción

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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.

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

## 2. Asuntos Ambientales relativos al Sitio Lister y Río Passaic

### 2.1. Asuntos Administrativos Ambientales relativos a las 8 millas inferiores del “Río Passaic”

- *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.

- *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 unas 70 empresas (incluyendo a Occidental y TS) en la porción inferior del Río Passaic a raíz de un acuerdo administrativo del año 2007 (el “AOC 2007”). 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 Dam, debían ser objeto del Estudio de Factibilidad / Investigación de remediación (“RI/FS”, por sus siglas en inglés). Los participantes del AOC 2007 están discutiendo la posibilidad de llevar a cabo trabajos adicionales de remediación con la EPA. Las compañías que han aceptado aportar fondos para los RI/FS 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”). 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. Se espera que el RI/FS referente al AOC 2007 se completará en el primer o segundo trimestre de 2015 con la presentación a la EPA por parte del PGC de un informe preliminar conteniendo su recomendación de la remediación preferida. EPA tendrá que analizar la recomendación y luego dar su parecer al respecto, proceso que podría durar entre 12-18 meses. Luego de que PGC y EPA lleguen a un acuerdo sobre la remediación preferida, el informe será publicado para los

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

comentarios del público, los cuales también deben ser tomados en cuenta antes que se pueda emitir el Record of Decision o decisión definitiva respecto a la remediación.

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. En el último semestre de 2014, TS presentó ante la EPA su informe (así completando la fase 1) y aún espera los comentarios de la EPA sobre el plan de trabajo propuesto. 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 una vez que EPA autorice la fase 2 (el plan de trabajo).

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 RI/FS efectuados en la Bahía de Newark, los costos de los mismos sean asignados a las partes sobre bases per 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 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.

## 2.2. Estudio de Factibilidad para la remediación ambiental de las 8 millas inferiores el Río Passaic

- *Primer Borrador - Año 2007*

En junio de 2007, la EPA dio a conocer el borrador del estudio de factibilidad (el "FFS 2007"). El FFS 2007 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. Así como otras partes interesadas, TS en conjunto con las demás partes del PGC presentaron a la EPA sus comentarios respecto de los defectos técnicos y legales del FFS 2007. Como resultado de todos los comentarios recibidos, la EPA retiró el FFS para modificarlo y dar más consideración a los comentarios. El 14 de noviembre de 2013, en una reunión del Grupo Asesor Comunitario ("CAG"), la EPA describió las alternativas analizadas en el FFS 2007 que consistieron en cuatro alternativas: (i) no realizar acción alguna, (ii) dragado profundo de 9,7 millones de yardas cúbicas durante 12 años (costo: de US\$ 1.400 millones a US\$ 3.500 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 durante 6 años (costo estimado: de US\$ 1.000 millones a US\$ 1.800 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 durante 3 años (la alternativa propuesta por el PGC). La EPA indicó que había descartado la alternativa (iv) y que era partidaria de la alternativa (iii).

- *Segundo Borrador - Año 2014*

La EPA publicó el 11 de abril de 2014 un nuevo borrador de FFS (el "FFS 2014"). La EPA puso a consideración este borrador a través de un período de comentarios públicos que comenzó el 21 de abril de 2014, luego de dos prórrogas y finalizó el 20 de agosto de 2014.

El FFS 2014 contiene las cuatro alternativas de remediación analizadas por la EPA, así como la estimación del costo de cada alternativa, las cuales consisten en: (i) ninguna acción, (ii) dragado profundo con relleno de 9,7 millones de yardas cúbicas (costo: estimado por EPA: US\$ 1,34 mil millones hasta US\$ 3,24 mil millones, dependiendo de la posibilidad de depositar los sedimentos dragados en depósitos subacuáticos herméticos en la superficie de la Bahía de Newark ("CAD") o en un vertedero fuera del lugar o descontaminación local y uso beneficioso ); (iii) relleno y dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas y la colocación de una tapa de ingeniería (una barrera física construida principalmente de arena y piedra) (costo estimado por EPA: US\$ 1 mil millón hasta US\$ 1,73 mil millones, dependiendo de la existencia de un CAD o vertedero fuera del lugar o descontaminación local y uso beneficioso ); y (iv) dragado focalizado con relleno de 1 millón de yardas cúbicas (costo: estimado por EPA: US\$ 0,4 mil millones hasta US\$ 0,6 mil millones, dependiendo de la existencia de un CAD o vertedero fuera del lugar o descontaminación local y uso beneficioso). La alternativa

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

preferida por la EPA al momento de la emisión del FFS 2014 era la tercera, considerando el depósito del material removido en un vertedero fuera del lugar, cuyo costo tendría un valor actual estimado de US\$ 1,73 mil millones (estimado a una tasa del 7%).

El 20 de agosto de 2014, Maxus y TS, en nombre de OCC, presentaron sus comentarios sobre el FFS 2014 ante EPA. Los argumentos principales ofrecidos por Maxus, TS y OCC en los comentarios sobre el FFS fueron los siguientes:

- El FFS no es un proceso legalmente autorizado para la selección del tipo y tamaño de remediación propuesta por EPA para las 8 millas inferiores del río Passaic.
- El FFS está basado en un diseño erróneo del emplazamiento.
- El FFS exagera los puntos de salud humana y riesgo ecológico.
- El plan propuesto no es ejecutable ni económicamente conveniente en términos de costo –beneficio.
- Los procesos de la Región 2 de la EPA presentan falta de transparencia pública.
- La inclusión en el plan de dragado con fines de navegación no está comprendido en la regulación.

Además de los comentarios recibidos de Maxus y TS, EPA recibió también comentarios de aproximadamente 400 otras compañías, instituciones, agencias gubernamentales, organizaciones no-gubernamentales y particulares, incluyendo el PGC, Amtrak (compañía de ferrocarril federal), NJ Transit, Cuerpo de ejército americano de Ingenieros, La Comisión de Red Cloacal Passaic Valley, clubes náuticos, funcionarios, y otros.

Paralelamente a la revisión del FFS 2014, Maxus y TS han estado trabajando en un proyecto preliminar denominado In-ECO, que es una alternativa ecológica y sustentable de bio-remediación como sustituto de la remediación elegida por EPA en su FFS 2014. Maxus y TS presentaron In-ECO a EPA en mayo de 2014; EPA aportó comentarios en septiembre y Maxus y TS presentaron una revisión en noviembre de 2014.

Actualmente, EPA está analizando estos comentarios y emitirá sus respuestas antes que EPA tome su decisión final respecto al plan de remediación para el área, el cual probablemente será publicado en un "Record of Decisión" durante el curso de 2015 o del 2016.

#### • *Conclusión*

En base a la información que a la fecha de emisión de los presentes estados contables dispone la Sociedad, considerando asimismo las incertidumbres referentes a las distintas alternativas de remediación y a las que pudieran incorporarse en la propuesta final y los costos asociados a las mismas, los resultados de los descubrimientos y/o pruebas a producirse, los montos previamente incurridos por YPF Holdings Inc. en actividades de remediación en la zona que abarca el FFS, las diversas partes involucradas en el mismo y consecuentemente las incertidumbres relacionadas con 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.

### 2.3. Asuntos Administrativos Ambientales relativos a las 17 millas inferiores del "Río Passaic"

#### • *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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

descontaminación y reutilización beneficiosa, nuevas tecnologías de rellenado 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. El 18 de junio de 2012, EPA anunció que había firmado la AOC RM 10,9 con 70 partes. Occidental, Maxus y TS rechazaron firmar tal AOC dado que no lograron un acuerdo con las otras partes del PGC respecto del modo de asignación del costo estimado de la acción de remoción. El 25 de junio de 2012, EPA dirigió a Occidental la orden, conforme a la sección 106 de CERCLA, de participar y cooperar con los miembros del PGC que habían firmado la AOC RM 10,9. 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 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. Por lo tanto, EPA notificó a OCC, Maxus y TS que discutiría otras opciones para determinar cómo podían cumplir con la Orden Administrativa Unilateral, que derivó en un pedido de constituir una garantía financiera. TS, en representación de Occidental, trabajó en el primer cuatrimestre de 2014 para preparar una propuesta para la EPA con relación a la milla 10.9. En marzo de 2014 TS envió un programa de trabajos para la realización de ciertos estudios, que fueron aceptados de manera condicional por la EPA. El trabajo de campo para esta investigación se llevó a cabo en agosto y una investigación de campo adicional se inició en diciembre 2014 y se espera se concluyan durante el primer trimestre del 2015. EPA extendió el plazo para el cumplimiento de la garantía financiera a marzo de 2014 y luego extendió el plazo de manera indefinida.

- *Estudio de Factibilidad para las 17 millas inferiores del Río Passaic*

Sin perjuicio de lo mencionado en los puntos anteriores, para el tramo de 17 millas de la parte inferior del Río Passaic desde su confluencia con la bahía Newark hasta la represa Dundee prevista en la AOC 2007, se encuentra en ejecución un estudio denominado RIFS cuya finalización se anticipa para el año 2015, seguido a lo cual EPA elegirá una acción de remediación que se hará pública a fin de recibir comentarios.

En febrero de 2015, el GPC subió al sitio web de la EPA un borrador de informe respecto de las 17 millas del Río Passaic. El borrador de informe resume información histórica y datos que fueron recopilados como parte de la investigación en el marco de la remediación. El borrador de informe será comentado por la EPA en un plazo de entre 60 y 180 días.

#### 2.4. Juicio por el Río Passaic

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 buscaba reparación por daños a recursos naturales, daños punitivos y otros temas. Las partes demandadas presentaron 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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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 encontraban 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 fueron 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 incluía 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 determinaría 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 era determinar en juicio sumario que Occidental es responsable frente al estado bajo la ley de descargas (“Spill Act”); y otra contra TS argumentando que TS tiene también responsabilidad bajo la ley de descargas (“Spill Act”) frente al Estado. Occidental, por su parte, presentó una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus a fin de que se resuelva que Maxus tiene una obligación contractual de resarcir a Occidental por cualquier responsabilidad de Occidental que surja bajo la ley de descarga (“Spill Act”). En julio y agosto de 2011, el juez resolvió que se encuentra probada la descarga de sustancias contaminantes por parte de Chemicals aunque reconoció que no puede haber imputación de responsabilidad si no se demuestra el nexo causal entre las descargas y el daño alegado. Adicionalmente, estableció que TS tiene la responsabilidad ante el Estado bajo la ley de descargas basado ello meramente en la posesión actual del sitio donde se realizaban descargas (Lister Avenue), y que Maxus tiene una obligación en virtud del acuerdo de compra de 1986 de indemnizar a Occidental de cualquier responsabilidad dentro del ámbito de la ley de descargas por contaminantes que se vertieron en el sitio mencionado precedentemente. En noviembre 2011 el juez a cargo pidió y celebró una conferencia de conciliación entre el Estado de New Jersey, por una parte, y Repsol S.A., YPF y Maxus, en la otra para discutir las posiciones respectivas, pero la misma no arribó a un consenso.

En febrero de 2012, los demandantes y Occidental presentaron una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus, solicitando que la corte falle que Maxus es directamente responsable bajo la ley de descargas (“Spill Act”) de Nueva Jersey. En el primer trimestre de 2012, Maxus, Occidental y los demandantes presentaron sus escritos. Hubo audiencias y presentación de argumentos orales el 15 y 16 de mayo. El juez ha fallado en contra de Maxus y TS, considerando que son responsables por la contaminación del Rio Passaic. No obstante, no se ha comprobado ni el volumen total ni la toxicidad de la contaminación, como así tampoco el monto del daño causado (todo lo cual se determinará en otra fase del pleito). Maxus y TS tienen el derecho de apelar esta decisión.

El tribunal ordenó la vía procesal VIII, el 11 de septiembre de 2012. En virtud de la vía procesal VIII, el tribunal llevaría 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 TS (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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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



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.

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 incluyeron tres nuevas acusaciones contra Repsol respecto del vaciamiento de activos de Maxus y de YPF, que se fundaron 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.

Durante el último trimestre de 2012 y el primer trimestre de 2013, YPF, YPF Holdings, Maxus y TS, 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 TS aprobaron en reuniones de Directorio la autorización para firmar el acuerdo conciliatorio (el "Acuerdo") antes mencionado. La propuesta del Acuerdo, que no implicaba reconocimiento de hechos ni derechos y que se presenta con fines exclusivamente conciliatorios, estaba 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, Maxus 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 cual fue desestimada. Posteriormente, el 11 de abril de 2014, Occidental notificó a las partes que no buscaría una revisión adicional de la decisión del Juez Lombardi que homologó el acuerdo transaccional.

Asimismo, el 23 de junio de 2014, los abogados del Estado de New Jersey informaron que Occidental y el Estado de New Jersey llegaron a un entendimiento sobre los términos y condiciones generales para un acuerdo conciliatorio que daría por finalizada la vía procesal VIII y el 20 de agosto de 2014 se informó que habían llegado a un acuerdo sobre el texto del acuerdo conciliatorio.

El 22 de julio de 2014, el Tribunal emitió:

(a) la Resolución N° XXIII para la gestión del pleito estableciendo un cronograma para la primera parte de la Vía Procesal IV (relacionada con el reclamo de Occidental bajo la doctrina del "alter ego" entre Maxus y sus accionistas y por la transferencia de activos por parte de YPF y Repsol).

(b) una orden para el proceso de aprobación de la propuesta del acuerdo entre el Estado de New Jersey y Occidental que estableció el cronograma para la aprobación del acuerdo entre OCC y el Estado de New Jersey

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 16 de diciembre de 2014 la Corte homologó el Acuerdo Transaccional por el cual el Estado de New Jersey aceptó resolver todos los reclamos contra Occidental, que están relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic, New Jersey, Estados Unidos de América, a cambio del pago de US\$ 190 millones en tres pagos, el último de ellos el 15 de junio de 2015; y de una suma de hasta US\$ 400 millones en el caso de que el Estado de New Jersey tenga que pagar su porcentaje por acciones de remediación futuras.

El 5 de enero de 2015, Maxus Energy Corporation (“Maxus”), una subsidiaria de YPF S.A., recibe una carta de Occidental pidiendo que Maxus acuerde resarcirle a Occidental por todos los pagos transaccionales que Occidental haya acordado pagar a la Administración. El Tribunal resolvió anteriormente en 2011 que Maxus tiene la obligación contractual de indemnizar a Occidental de responsabilidad bajo la Ley de Derrames de Nueva Jersey que resultara de contaminantes vertidos en o desde el sitio Lister Avenue, que era propiedad de una compañía que Occidental compró y con la cual se fusionó en 1986. Maxus sostiene que tanto la existencia como la cuantía de tal obligación de indemnizar a Occidental por los pagos transaccionales a la Administración bajo el acuerdo conciliatorio son temas pendientes que deben aguardar la decisión del Tribunal en el pleito del Río Passaic.

Por otra parte, el 31 de julio de 2014 Occidental presentó su tercera enmienda a su demanda, que reemplazaría la segunda enmienda a la demanda presentada en septiembre de 2012. YPF, Repsol y Maxus presentaron mociones para limitar la tercera enmienda a la demanda de Occidental sobre la base de que los reclamos incorporados a la tercera enmienda de demanda no se encontraban incorporados en la segunda enmienda de demanda. Occidental contestó que la tercera enmienda incorpora nuevos hechos pero no nuevos reclamos. El 28 de octubre de 2014 el Juez Lombardi rechazó los argumentos de Occidental.

Con fecha 12 de noviembre de 2014, la Corte de Distrito emitió un nuevo cronograma (Case Management Order XXV) con los vencimientos del proceso de discovery y litigio para resolver la denominada vía procesal III (alocación de responsabilidad por contaminación entre Maxus y Occidental) y la vía procesal IV (reclamos de Occidental de extensión de la responsabilidad a YPF por alter ego y transferencia fraudulenta). Siguiendo este nuevo cronograma hubieron los siguientes acontecimientos:

a) Moción de desestimación (“Motion to dismiss”)

Esta moción tenía por objeto determinar si el reclamo por transferencias de activos se encontraba o no prescripto. Con fecha 13 de enero de 2015 la Juez Especial emitió una Opinión (la “Opinión”) que recomendó al Juez de la causa desestimar la mayoría de los reclamos en contra de YPF. La Opinión recomendaba desestimar todos salvo tres reclamos de Occidental contra YPF sobre la base de que se encuentran prescriptos. Los reclamos que se mantienen se refieren a: (1) incumplimiento contractual del Acuerdo de Compra de Acciones (incluyendo los reclamos de alter ego) entre Maxus y Occidental; (2) indemnidad contractual bajo el Acuerdo de Compra de Acciones entre Maxus y Occidental y (3) contingencias comunes (statutory contribution) asumidas por las partes demandadas en el marco de los acuerdos transaccionales. El 29 de enero de 2015 el Juez Lombardi aprobó en su totalidad la Opinión. Occidental no apeló esta decisión del juez Lombardi en el plazo de 20 días establecido, pero hizo reserva de este derecho de apelación para cuando finalice el proceso principal.

b) Contestación de Demanda

Con fecha 14 de febrero de 2015: YPF, Repsol y Maxus/TS presentaron sus contestaciones de demanda a Occidental.

c) Moción de Juicio Sumario (“Motion for Summary Judgement”)

Esta moción tiene por objeto resolver las cuestiones de responsabilidad entre Maxus y Occidental. Como consecuencia de la nueva incorporación de abogados de Occidental, los plazos para decidir esta Moción se encuentran sujetos a acuerdo de partes y aprobación por parte de la Juez especial.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

#### d) Juicio (“Trial”) para la vía procesal IV

El juicio para resolver la vía procesal IV comenzaría en diciembre de 2015. Sin embargo, este plazo podría modificarse por la designación en la causa de nuevos abogados de Occidental.

#### 2.5. Conclusión

Al 31 de diciembre de 2014, se ha provisionado por todas las cuestiones relativas a los “Asuntos Ambientales relativos al Sitio Lister y Río Passaic” un importe total de 1.843, 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 la imposibilidad de estimar razonablemente una pérdida o rango de la pérdida en relación con los eventuales costos del FFS previamente mencionado, considerando 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. Esto incluye cuestiones legales asociadas mencionadas precedentemente. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación adicionales o distintas a las consideradas, puedan 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.

Considerando la información disponible para YPF Holdings Inc. a la fecha de emisión de los presentes estados contables; 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, la Gerencia de la Sociedad no ha provisionado montos adicionales a los mencionados previamente y que pudieran resultar en caso de definirse las cuestiones antes mencionadas y en consecuencia poder ser estimados de manera razonable.

#### 3. Otros Asuntos Administrativos Ambientales no relacionados con el “Río Passaic”

- *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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

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 Kearny (aproximadamente 26 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.

Maxus, en nombre del Occidental, otorga garantía financiera por la suma de \$20 millones por la realización del trabajo. Actualmente, Tierra está realizando el trabajo conforme al Plan Maestro, siendo las actividades más salientes el comienzo y finalización de la extensión del trabajo en las obras en seis emplazamientos, la implementación de la fase de planificación de la acción de remediación para un mínimo de ocho emplazamientos y la preparación y/o presentación del plan de obras de remediación destinado a dar comienzo a las mismas en seis emplazamientos aproximadamente.

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.

Al 31 de diciembre de 2014, se encuentran provisionados aproximadamente 362 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 RI/FS 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 RI/FS 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 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado un monto total de 117 correspondiente a su participación estimada en los costos de realización de los RI/FS, 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 RI/FS, 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-Greens Bayou*

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, y el aviso de aprobación del Acuerdo de Consentimiento Propuesto fue publicado en el boletín oficial el 29 de enero de 2013. Luego de la publicación del aviso se prevé un período de 30 días para efectuar comentarios. Mediante el acuerdo, 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 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado un total de 36 en relación con las actividades de remediación de Greens Bayou.

- *Milwaukee Solvay Site*

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 noviembre de 2006, cinco PRPs, incluido Maxus, firmaron un acuerdo conjunto de participación y defensa que establece la asignación de los costos por realizar un RI/FS. Bajo este acuerdo Maxus es responsable de una parte significativa.

En el año 2007 Maxus firmó junto con otras cuatro partes potencialmente involucradas un AOC para llevar a cabo RI/FS respecto a la contaminación tanto en el suelo, aguas subterráneas, como así también en los sedimentos del río Kinnickinnic.

La EPA realizó una propuesta de fecha 25 de abril de 2012 relativa al alcance de futuras investigaciones de sedimentos, la cual fue rechazada por el grupo PRP.

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,

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 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.

En febrero de 2014, el Grupo PRP presentó ante EPA y el departamento de Recursos Naturales de Wisconsin un estudio preliminar de valoración básica del riesgo para la salud humana, un estudio preliminar de valoración de Riesgo Ecológico en tierras altas y una valoración de riesgo ecológico para la vida acuática. Actualmente, se están realizando actividades de investigación de sedimentos conforme lo aprobado en el FSP.

YPF Holdings Inc. provisionó 5 al 31 de diciembre de 2014 para afrontar los costos de RI/FS 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.

- *Otros Sitios – Black Leaf Chemical Site*

En Septiembre de 2011, Occidental y Exxon Mobil recibieron de la EPA una notificación de responsabilidad bajo la normativa conocida como 104(e) por el sitio conocido como Black Leaf Chemical ubicado en Louisville, Kentucky. Occidental solicitó a Maxus la defensa en este asunto en virtud de la indemnidad establecida en el acuerdo de compra venta de acciones del año 1986. Maxus aceptó la defensa, haciendo las reservas del caso y sin aceptar responsabilidad. En Marzo de 2013, la EPA requirió a Maxus, en representación de Occidental, y a Exxon Mobil realizar determinadas tareas de remediación (estimadas entre y reembolsar a la EPA y a la autoridad regulatoria local por ciertos costos pasados (se estiman entre US\$ 3 y US\$ 5 millones). Se iniciaron trabajos de investigación en Septiembre de 2014, los cuales se estiman finalizarán en el cuarto trimestre de 2015. Sin embargo, al 31 de Diciembre de 2014 no existe un acuerdo entre las partes potencialmente responsables, no obstante lo cual se estima que la participación de Occidental/Maxus será menor.

- *Tuscaloosa Site*

La Compañía ha completado las actividades de remediación en este sitio. YPF Holdings Inc. provisionó al 31 de diciembre de 2014 31 por esta cuestión.

- *Malone Services Site*

Maxus ha acordado defender a Occidental, como sucesor de Chemicals, en relación a Malone Services Company Superfund en el condado de Galveston, Texas. Este es un antiguo sitio de descarga de residuos donde se alega que Chemicals depositó desechos con anterioridad a septiembre de 1986. Las partes potencialmente responsables, incluyendo a Maxus en nombre de Occidental, formaron un grupo PPR para financiar y desarrollar un RI/FS AOC. El RI/FS 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 2012, 2013 y 2014 el grupo PPR continuó con la fase de diseño, planeamiento y remediación. Al 31 de diciembre de 2014, YPF Holdings ha provisionado 3 por estas cuestiones.

- *Otros emplazamientos de terceros*

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 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado aproximadamente 31 por su participación en los costos estimados para ciertos emplazamientos, mientras que el costo final de otros emplazamientos no puede estimarse a la fecha.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 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 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado 33 en relación con sus estimaciones respecto a las obligaciones establecidas por esta Ley.

#### 4. Otras Acciones Legales

- *Impuestos sobre las ventas-Texas*

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.

- *Reclamo de Occidental por hechos pasados-Texas*

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 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 2014, YPF Holdings Inc. provisionó aproximadamente 3 con respecto a estas cuestiones.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
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

- *Turtle Bayou*

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 asignación 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 y US\$ 0,9 millones en noviembre de 2012 para cubrir los costos incurridos por El Paso en el período 2007-2011. Aún queda la obligación de pagar algunos costos futuros. Al 31 de diciembre de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado 8 en relación con este reclamo.

*Ruby Mhire*: 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. Maxus presentó las correspondientes respuestas a las demandas. El 22 de junio de 2012, las partes del caso sostuvieron una reunión de mediación solicitada por la corte para discutir una conciliación. En esta mediación, dos de los cinco demandados llegaron a un acuerdo con los demandantes. Los demandantes no lograron obtener un acuerdo de cancelación con los tres demandados restantes (Maxus, Chevron y El Paso). En el cuarto trimestre de 2012 se intensificaron tanto la fase de descubrimiento de pruebas en la causa como los testimonios de testigos. En diciembre de 2012, Maxus presentó un recurso tendiente a obtener la modificación de jurisdicción alegando que sus derechos procesales se verían afectados si el caso es juzgado en Cameron. La Corte había previsto escuchar los alegatos en febrero de 2013 y realizar el juicio en marzo de 2013. No obstante la corte suspendió el litigio a fin de permitir a las partes negociar un acuerdo extrajudicial. 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 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado 34 en relación con este asunto.

El 31 de julio de 2013, el Tribunal de Distrito Judicial N° 38 del pueblo de Cameron, Estado de Louisiana, aceptó el Acuerdo del Resolución luego de recibir la Notificación de No Objeción del Departamento de Recursos Naturales, Oficina de Conservación el 8 de julio de 2013. En agosto de 2013, en virtud del Acuerdo de Resolución, Maxus efectuó el pago inicial de US\$ 2 millones y en diciembre de 2013 y junio de 2014 Maxus efectuó pagos de US\$ 3 millones en cada oportunidad.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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



#### 4. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre del 2014, 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 2014, 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.

De acuerdo a lo informado por Repsol a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires con fecha 7 de mayo de 2014, Repsol ha vendido a Morgan Stanley & Co. LLC un 11,86% del capital social de YPF, representado por 46.648.538 acciones ordinarias Clase D, dejando de ser accionista de la Sociedad a partir de la mencionada operación.

Con fecha 30 de abril de 2014 se celebró la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, la cual ha aprobado los Estados Contables de YPF correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, y adicionalmente aprobó lo siguiente respecto a la distribución de utilidades del ejercicio finalizado el 31 de diciembre del 2013: (i) destinar la suma de 200 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 2013 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; (ii) destinar la suma de 4.460 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 (iii) destinar la suma de 465, 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 11 de junio de 2014 el Directorio de YPF decidió el pago de un dividendo de \$1,18 por acción por la suma de 464, el cual fue puesto a disposición de los accionistas el 10 de julio de 2014.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013, YPF ha recomprado en el mercado 634.204 y 1.232.362 acciones propias por un monto total de 200 y 120, respectivamente, y ha entregado a beneficiarios del Plan de Beneficios en Acciones 563.754 y 479.174 acciones, respectivamente, a los fines de cumplimentar con los planes de beneficios basados en acciones que se mencionan en la Nota 1.b.10.iii). El costo de dichas recompras 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 integral de acciones propias en cartera, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

## 5. INVERSIONES EN SOCIEDADES Y EN UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS

El siguiente cuadro muestra en forma agrupada, atento a no ser ninguna de las sociedades individualmente material, el valor de las inversiones en sociedades vinculadas y en negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Valor de las inversiones en sociedades vinculadas valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	739	213	603
Valor de las inversiones valuadas al costo	18	14	12
<b>Sub-total participaciones en sociedades vinculadas y otras</b>	<b>757</b>	<b>227</b>	<b>615</b>
Valor de las inversiones en negocios conjuntos valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	2.432	1.909	1.311
<b>Sub-total participaciones en negocios conjuntos</b>	<b>2.432</b>	<b>1.909</b>	<b>1.311</b>
Provisión para desvalorización de participaciones en sociedades	(12)	(12)	(12)
	<b>3.177</b>	<b>2.124</b>	<b>1.914</b>

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".

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	2.124	1.914	2.013
Adquisiciones y aportes	448	153	-
Resultado en inversiones contabilizadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	558	353	114
Dividendos distribuidos	(299)	(280)	(388)
Diferencias de conversión	470	470	167
Reclasificación de participación en sociedades con patrimonio neto negativo	(125)	123	4
Otros movimientos	1	(609) <sup>(1)</sup>	4
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<b>3.177</b>	<b>2.124</b>	<b>1.914</b>

(1) Incluye, entre otros, los movimientos generados en relación con la escisión de Pluspetrol Energy S.A.

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 2014, 2013 y 2012 (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:

	<b>Vinculadas</b>			<b>Negocios conjuntos</b>		
	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Utilidad neta	234	63 <sup>(1)</sup>	14	324	290	100
Otros resultados integrales	18	120	5	452	350	162
Resultado integral del ejercicio	<b>252</b>	<b>183</b>	<b>19</b>	<b>776</b>	<b>640</b>	<b>262</b>

(1) Incluye 156 correspondientes al resultado generado en las combinaciones de negocio de GASA e YPF Energía Eléctrica (ver Nota 13).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

Adicionalmente, tal como se menciona en la Nota 1.a), al 31 de diciembre de 2014, 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 2014, 2013 y 2012 y las principales magnitudes de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 de las UTEs y consorcios en las que participa la Sociedad se detallan a continuación:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Activo no corriente	21.275	9.472	7.136
Activo corriente	1.233	661	551
Total del activo	<u>22.508</u>	<u>10.133</u>	<u>7.687</u>
Pasivo no corriente	2.897	2.342	1.661
Pasivo corriente	4.404	1.247	1.048
Total del pasivo	<u>7.301</u>	<u>3.589</u>	<u>2.709</u>
	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Costos de producción	8.523	4.647	3.858
Gastos de exploración	672	43	281

#### *Transacciones en UTEs:*

- 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 aproximadamente 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. El monto pagado fue 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. El monto pagado fue principalmente imputado como bienes de uso.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

- YPF y Sinopec Argentina Exploration and Production, Inc., Sucursal Argentina (“SINOPEC”) son parte de un Acuerdo de Operación Conjunta sobre el área “La Ventana” situada en la cuenca Cuyana en la Provincia de Mendoza, el cual tenía como fecha de expiración original el 31 de diciembre de 2016. YPF es el titular exclusivo de dicha concesión de explotación cuya fecha de vencimiento era el 14 de noviembre de 2017, y mediante Decreto de la Provincia de Mendoza N° 1465/2011 se prorrogó el vencimiento original por un plazo adicional de 10 años, venciendo en consecuencia la Concesión el día 14 de noviembre de 2027. Con fecha 1 de septiembre de 2014 (“Fecha efectiva”) YPF y SINOPEC han prorrogado el plazo del Acuerdo de Operación Conjunta en relación con la Concesión de Explotación de Hidrocarburos sobre el área “La Ventana”, hasta el 31 de diciembre de 2026. La prórroga de la Concesión y del Acuerdo de Operación Conjunta implican la continuidad de la participación de las Partes en los derechos y obligaciones derivadas de la Concesión y que a partir de la Fecha efectiva, el porcentaje de participación de YPF se incrementa en un 10% adicional, alcanzando un 70%. La transacción se realizó por US\$ 44 millones, monto que SINOPEC pagará como contraprestación a YPF por la prórroga de la Concesión. Asimismo la operación generó un resultado de 369, el cual fue imputado al rubro otros (egresos) ingresos, netos del estado de resultados integrales.
- El 5 de diciembre de 2014 se firmó un acuerdo entre la Provincia de Neuquén, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., YPF S.A., e YSUR Energía Argentina S.R.L. en el que se acordó la reconversión de los Contratos de Unión Transitoria de Empresas en relación con la áreas de La Amarga Chica y Bajada de Añelo en Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos en las que YPF e YSUR tendrán las siguientes participaciones: (i) La Amarga Chica: YPF S.A. 100%; (ii) Bajada de Añelo: YPF S.A. 85% e YSUR Energía Argentina S.R.L. 15%. Como contraprestación de la reconversión de los citados contratos (a) YPF S.A. efectuó un pago a la Provincia del Neuquén por la suma de US\$ 41 millones de los cuales US\$ 12 millones los hizo por cuentas y orden de YSUR Energía Argentina S.R.L y (b) YPF e YSUR cedieron en favor de la Provincia y ésta aportó a Gas y Petróleo del Neuquén S.A. la totalidad de las participaciones de YPF e YSUR en las siguientes áreas: (i) Puesto Cortadera; (ii) Loma Negra NI; (iii) Cutral Co Sur; (iv) Neuquén del Medio; (v) Collon Cura Bloque I; (vi) Bajo Baguales. Las mencionadas transferencias entrarán en vigencia el 1 de enero de 2015.

## 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.

La información detallada en los cuadros siguientes muestra los saldos con los negocios conjuntos y las sociedades vinculadas al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, así como las operaciones con las mismas por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012. Adicionalmente se incluyen las operaciones mantenidas con las sociedades del Grupo Repsol hasta la fecha en que dejaron de cumplir con las condiciones para definirse como partes relacionadas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

	2014			2013			2012				
	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	Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	
<b>Negocios conjuntos:</b>											
Profertil S.A.	56	3	16	23	2	-	34	29	6	-	37
Compañía Mega S.A. ("Mega")	528	7	40	489	7	-	28	422	5	-	19
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	145	-	11	79	15	-	4	61	23	-	6
Bizoy S.A.	4	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-
	<u>733</u>	<u>10</u>	<u>67</u>	<u>591</u>	<u>36</u>	<u>-</u>	<u>66</u>	<u>512</u>	<u>34</u>	<u>-</u>	<u>62</u>
<b>Sociedades vinculadas:</b>											
Central Dock Sud S.A.	89	-	-	109	5	484	2	89	4	350	8
Pluspetrol Energy S.A. (1)	-	-	-	-	-	-	-	76	-	-	2
Metrogas S.A. (1)	-	-	-	-	-	-	-	104	-	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	-	33	-	-	-	8	-	-	-	6
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	-	28	-	-	-	19	-	-	-	11
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	-	2	-	-	-	1	-	-	-	2
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	6	7	-	-	-	13	-	-	-	6
Oiltanking Ebytem S.A.	-	-	25	-	-	-	20	-	-	-	15
	<u>89</u>	<u>6</u>	<u>95</u>	<u>109</u>	<u>5</u>	<u>484</u>	<u>63</u>	<u>269</u>	<u>4</u>	<u>350</u>	<u>50</u>
Grupo Repsol	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
	<u>822</u>	<u>16</u>	<u>162</u>	<u>700</u>	<u>41</u>	<u>484</u>	<u>129</u>	<u>782</u>	<u>38</u>	<u>350</u>	<u>112</u>

	2014		2013		2012		Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos	
	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Ingresos ordinarios	Compras y servicios		
<b>Negocios conjuntos:</b>								
Profertil S.A.	304	409	132	277	-	119	273	-
Mega	2.485	178	1.786	325	-	1.696	166	-
Refinor	859	62	561	76	-	495	125	-
Bizoy S.A.	13	-	24	-	-	-	-	-
	<u>3.661</u>	<u>649</u>	<u>2.503</u>	<u>678</u>	<u>-</u>	<u>2.310</u>	<u>564</u>	<u>-</u>
<b>Sociedades vinculadas:</b>								
Central Dock Sud S.A.	222	-	179	70	17	168	33	3
Pluspetrol Energy S.A. (1)	-	-	142	54	-	102	27	-
Metrogas S.A. (1)	-	-	17	-	-	126	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	181	-	61	-	-	51	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	1	190	1	139	-	-	78	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	17	-	12	-	-	8	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	85	-	60	-	-	36	-
Oiltanking Ebytem S.A.	-	147	-	102	-	-	101	-
	<u>223</u>	<u>620</u>	<u>339</u>	<u>498</u>	<u>17</u>	<u>396</u>	<u>334</u>	<u>3</u>
<b>Sociedad controlante y otras sociedades relacionadas bajo control común:</b>								
Repsol	-	-	-	-	-	8	2	-
Repsol YPF Gas S.A.	-	-	-	-	-	78	1	-
Repsol Exploración S.A.	-	-	-	-	-	1	-	-
Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.A.	-	-	-	-	-	-	366	(5)
Repsol Butano S.A.	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Otras	-	-	-	1	-	7	19	(4)
	-	-	-	<u>1</u>	-	<u>94</u>	<u>388</u>	<u>(10)</u>
	<u>3.884</u>	<u>1.269</u>	<u>2.842</u>	<u>1.177</u>	<u>17</u>	<u>2.800</u>	<u>1.286</u>	<u>(7)</u>

(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 2014 ascendieron a 7.816 y 1.121, respectivamente, 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 1.010, 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 y de petróleo crudo (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014 ascendieron a 1.507 y

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

476, respectivamente, 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 192, 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 2014, 2013 y 2012 ascendieron a 2.676, 1.495 y 777, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 183, 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 Servicios (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendieron a 7.762, 4.289 y 82, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 3.390, 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 los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 ascendieron a 3.763 y 2.208, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 244 y 116, respectivamente). 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 indirecta 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 Vicepresidentes, 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 2014, 2013 y 2012:

	<u>2014<sup>(1)</sup></u>	<u>2013<sup>(1)</sup></u>	<u>2012<sup>(1)</sup></u>
Beneficios de corto plazo para empleados	169	96	86
Beneficios basados en acciones	48	29	-
Beneficios posteriores al empleo	4	3	2
Beneficios de terminación	-	-	8
Otros beneficios de largo plazo	-	-	3
	<u>221</u>	<u>128</u>	<u>99</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 2014.

### Planes de beneficios definidos

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Valor actual de las obligaciones	221	190	152
Valor de mercado de los activos	-	-	-
Pérdidas actuariales diferidas	-	-	-
Pasivo neto reconocido	<u>221</u>	<u>190</u>	<u>152</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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 pasivo por planes de beneficios definidos**

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Pasivos al inicio del ejercicio	190	152	157
Diferencias de conversión	81	57	21
Costos del servicio	-	-	-
Costos por intereses	5	3	5
Ganancias actuariales	(25)	(6)	(18)
Beneficios pagados, cancelaciones y enmiendas	(30)	(16)	(13)
Pasivos al cierre del ejercicio	<u>221</u>	<u>190</u>	<u>152</u>

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

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Valor de mercado de los activos al inicio del ejercicio	-	-	-
Contribuciones del empleador y empleados	30	16	13
Beneficios pagados y cancelaciones	(30)	(16)	(13)
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>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Costos del servicio	-	-	-
Costos por intereses	(5)	(3)	(5)
Ganancias (pérdidas) por cancelaciones y enmiendas	-	-	-
Total registrado en el resultado del ejercicio	<u>(5)</u>	<u>(3)</u>	<u>(5)</u>

**Importes reconocidos en Otros Resultados Integrales**

	<u>(Pérdida) Ganancia</u>		
	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Ganancias actuariales netas	25	6	18
Total registrado en Otros Resultados Integrales	<u>25</u>	<u>6</u>	<u>18</u>

**Supuestos actuariales utilizados**

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Tasa de descuento	5%	3,25 – 3,9%	2,5 – 3,0%
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	20
Estimación de pagos de beneficios:	
2015	19
2016	18
2017	18
2018	16
2019 – 2075	64

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
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 duración promedio utilizada para la estimación de los pagos de beneficios futuros fue de entre 6,5 y 7,3.

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).

## 8. ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS

Al 31 de diciembre de 2014, 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 2014, 2013 y 2012 ascendieron a aproximadamente 5.438, 3.520 y 2.540, respectivamente, correspondiendo 1.737, 1.493 y 939 a pagos mínimos y 3.701, 2.027 y 1.601 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 2014, 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	6.622	8.766	175

## 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:

	2014	2013	2012
Utilidad Neta	9.002	5.125	3.902
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.136.465	392.789.433	393.312.793
Utilidad Neta básica y diluida por acción (Pesos)	22,95	13,05	9,92

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



## 10. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El cálculo del cargo devengado contablemente por el Impuesto a las Ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es el siguiente:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Impuesto a las ganancias corriente	(7.323)	(2.844)	(2.720)
Impuesto diferido	(5.900)	(6.425)	(1.943)
	<u>(13.223)</u>	<u>(9.269)</u>	<u>(4.663)</u>

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 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>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	22.072	14.348	8.565
Tasa impositiva vigente	35%	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(7.725)	(5.022)	(2.998)
Efecto de la valuación de bienes de uso y activos intangibles en su moneda funcional	(10.064)	(7.186)	(2.327)
Diferencias de cambio	5.872	4.008	1.213
Efecto de la valuación de bienes de cambio en su moneda funcional	(1.156)	(807)	(303)
Resultados de inversiones en sociedades	195	124	40
Resultados exentos Ley N° 19.640 (Tierra del Fuego)	(2)	7	25
Quebrantos impositivos	-	(103)	(172)
Diversos	(343)	(290)	(141)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>(13.223)</u>	<u>(9.269)</u>	<u>(4.663)</u>

No se han registrado activos por impuestos diferidos por importes de 3.511, 978 y 2.523 al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente, los cuales corresponden 1.953, 559 y 441 a diferencias temporarias deducibles no utilizables y 1.558, 419 y 2.082 a créditos fiscales por quebrantos acumulados de ciertas subsidiarias, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo a NIIF. De los quebrantos acumulados no reconocidos al 31 de diciembre de 2014, 1.525 tienen vencimiento entre los años 2017 y 2031, y 33 tienen vencimiento indeterminado.

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es la siguiente:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
<u>Activos impositivos diferidos</u>			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	2.479	1.723	1.055
Quebrantos y otros créditos fiscales	222	45	45
Diversos	17	115	54
Total activo impositivo diferido	<u>2.718</u>	<u>1.883</u>	<u>1.154</u>
<u>Pasivos impositivos diferidos</u>			
Bienes de uso	(19.250)	(11.659)	(5.125)
Diversos	(2.172)	(1.649)	(666)
Total pasivo impositivo diferido	<u>(21.422)</u>	<u>(13.308)</u>	<u>(5.791)</u>
Total impuesto diferido, neto	<u>(18.704)<sup>(1)</sup></u>	<u>(11.425)</u>	<u>(4.637)</u>

(1) Incluye (1.241) originado en la combinación de negocio detallada en la Nota 13 y (138) por el efecto de conversión.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, se han clasificado como activo por impuesto diferido 244, 34 y 48 respectivamente y como pasivo por impuesto diferido 18.948, 11.459 y 4.685 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 2014, 2013 y 2012 las causas que generaron imputaciones dentro de los "Otros resultados integrales" no generaron diferencias temporales objeto de impuesto a las ganancias.

## **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 Superficiales de la Patagonia ("ASSUPA")*: En agosto de 2003, ASSUPA demandó a dieciocho empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, a recomponer el daño ambiental colectivo supuestamente producido a partir de la actividad hidrocarburífera, en subsidio para que se constituya el fondo de restauración ambiental y se adopten las medidas que permitan evitar la producción de daños ambientales en el futuro. La actora pidió también la citación al Estado Nacional, al Consejo Federal del Medio Ambiente ("COFEMA"), a las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Mendoza y al Defensor del Pueblo de la Nación y solicitó como medida cautelar que las demandadas se abstuvieran de realizar actividades que afecten el medio ambiente. La citación del Defensor del Pueblo y la medida cautelar solicitada fueron rechazadas por la CSJN. YPF ha contestado la demanda solicitando su rechazo, oponiendo excepción de defecto legal y requiriendo la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley 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.

Con fecha 30 de diciembre de 2014 la Corte Suprema dictó dos sentencias interlocutorias. Por la primera hizo lugar al planteo de las Provincias de Neuquén y La Pampa y declaró ajena a su competencia originaria todos aquellos daños ambientales relativos a situaciones locales y provinciales, asumiendo sólo los relativos a situaciones "interjurisdiccionales" (como por ejemplo, la cuenca del Río Colorado).

Por la segunda decisión, la Corte rechazó el pedido de ASSUPA de incorporar como tercero necesario a Repsol y los directores que se desempeñaron en YPF hasta abril de 2012. Paralelamente, denegó medidas cautelares y otras diligencias relacionadas con ese pedido.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

Adicionalmente cabe destacar que la Sociedad ha tomado conocimiento, de otros tres reclamos judiciales iniciados por ASSUPA contra;

- (i) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge: aún no se le ha corrido traslado de la demanda a YPF, pero ésta ha sido notificada de un pedido de información. Actualmente el juzgado ha dispuesto la suspensión de los plazos procesales;
  - (ii) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca Austral: En este caso, se ha dispuesto el trámite sumarísimo a la acción. Si bien se ha ordenado el traslado de la demanda, ésta no ha sido notificada a YPF. También se ha dictado una medida cautelar para informar a distintas entidades la existencia del juicio y para que las demandadas aporten cierta información, decisión que ha sido apelada por YPF.
  - (iii) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Noroeste: Con fecha 1 de diciembre de 2014, la Sociedad fue notificada de la demanda. Actualmente los términos para contestar se encuentran suspendidos en virtud de un requerimiento de la Sociedad.
- *Reclamos Ambientales en Dock Sud*: Vecinos de la localidad de Dock Sud, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio que se encuentra radicado ante la CSJN, en el que reclaman a cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, al Estado Nacional, a la Provincia de Buenos Aires, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a catorce municipios, la remediación y, en subsidio, la indemnización del daño ambiental colectivo de los ríos Matanza y Riachuelo. Asimismo, también vecinos de Dock Sud, han iniciado otros dos juicios ambientales, uno de ellos desistido en relación a YPF, reclamando a varias empresas radicadas en dicha localidad, entre ellas YPF, a la Provincia de Buenos Aires y a varios municipios, la remediación y en subsidio la indemnización del daño ambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. Con respecto a los reclamos mencionados, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y el Decreto N° 546/1993.

Mediante sentencia del 8 de julio del 2008 la CSJN:

- (i) Dispuso que está a cargo de la Autoridad de Cuenca (Ley N° 26.168) (“ACUMAR”) el cumplimiento del programa de remediación ambiental de la cuenca, siendo responsable de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; delegó en el Juzgado Federal de Primera Instancia de Quilmes el conocimiento de todas las cuestiones concernientes a la ejecución de la remediación y saneamiento; declaró que todos los litigios relativos a la ejecución del plan de remediación se acumularán y tramitarán ante dicho juzgado y que dicho proceso produce litispendencia en relación a las demás acciones colectivas que tengan por objeto la remediación ambiental de la cuenca, las que por lo tanto deberían ser archivadas. En este orden, YPF ha sido notificada de ciertas resoluciones emitidas por ACUMAR, por las que se requiere presentar un Plan de 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

Con 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 353 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 viejo y expirado contrato suscripto entre la YPF estatal e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del costo de adquisición, y (b) los frustrados intentos de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por las empresas comercializadoras Duke y Distribuidora de Gas del Centro. El 12 de enero de 2004, YPF presentó las explicaciones conforme el artículo 29 de la LDC, fundamentando la ausencia de violación de normas de defensa de la competencia y la ausencia de discriminación de precios, entre las ventas de gas natural en el mercado interno y las ventas de exportación. Con fecha 20 de enero de 2006, YPF recibió la cédula de notificación de la resolución de fecha 2 de diciembre de 2005 por la cual la CNDC (i) rechazaba el planteo de “non bis in idem” efectuado por YPF, sosteniéndose que el ENARGAS carecía de facultades para resolver la cuestión al momento del dictado de la Resolución ENARGAS N° 1.289; y (ii) ordenaba la apertura del sumario en las actuaciones mencionadas conforme lo previsto en el artículo 30 de la LDC. El 15 de enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros ocho productores por violaciones a la LDC. YPF presentó su descargo planteando que no ha existido tal incumplimiento de la ley, reiterando y ampliando su denuncia de prescripción de la acción y ha presentado prueba de su posición. Con fecha 22 de junio de 2007, y sin reconocer la comisión de ninguna conducta contraria a la LDC, YPF presentó ante la CNDC un compromiso en los términos del artículo 36 de la LDC, solicitando a la CNDC la aprobación del compromiso presentado y la suspensión de la investigación y, oportunamente, el archivo de las actuaciones. Con fecha 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo a su planteo de prescripción.

Asimismo, con fecha 11 de enero de 2012, la Secretaría de Transporte de la Nación formuló ante la CNDC una denuncia contra cinco compañías petroleras entre las que se halla YPF, por presunto abuso de posición dominante respecto a las ventas de gasoil a granel a compañías de transporte público de pasajeros. La conducta denunciada consiste en la venta de gasoil a granel a compañías de transporte público automotor de pasajeros a precios superiores que el cobrado en las estaciones de servicio. Conforme lo establecido por el artículo 29 de la 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

Adicionalmente, la Sociedad 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 584 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. La Causa se encuentra en etapa probatoria.
- *Convenio con Repsol S.A. y otros:*

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. 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.

Con fecha 28 de marzo de 2014, la Junta General de accionistas de Repsol aprobó el Acuerdo.

Por su parte, mediante la sanción de la Ley N° 26.932 se declaró cumplido el objetivo de los artículos 7, 11 y 12 de la Ley N° 26.741, y del artículo 12 de la Ley N° 21.499, y en consecuencia, se ratificó el Acuerdo.

La Ley N° 26.932 fue promulgada por el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el dictado del Decreto N° 600/2014 (B.O. 28/04/2014).

Por último, se hace saber que con fecha 8 de mayo de 2014, YPF ha sido notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo.

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 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

## b) Activos contingentes

El 2 de abril de 2013 las instalaciones de YPF 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, YPF 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 YPF solicitó un pago a cuenta de la indemnización total que resulte de este proceso de US\$ 300 millones (US\$ 227 millones en concepto de daño material y US\$ 73 millones por lucro cesante). Este anticipo fue aceptado, reconocido y pagado por los reaseguradores y, en consecuencia, registrado por YPF en su estado de resultados integrales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013. Asimismo, YPF continúa en el proceso de liquidación del reclamo por la pérdida de beneficio. Se han efectuado presentaciones a las aseguradoras por algunos períodos subsiguientes y en consecuencia se ha solicitado un segundo pago parcial de US\$ 130 millones, el cual fue recibido durante el tercer trimestre de 2014. El período de indemnización por la pérdida de beneficio por este siniestro, se extendió hasta el 16 de enero de 2015.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, en aplicación de las normas contables, la Sociedad ha registrado una ganancia de 2.041, que fueron registrados en el estado de resultados integrales en los rubros Ingresos Ordinarios y Costo de Ventas en función de la naturaleza del concepto reclamado.

- El 21 de marzo de 2014 se produjo un incendio que afectó las instalaciones de la planta de Tratamiento de Crudo de Cerro Divisadero en Mendoza, perteneciente al negocio Mendoza Norte, ubicada 59 km al sur de la ciudad de Malargüe ("la planta"). En la instalación mencionada se trataba la producción de los activos Malargüe Norte y Malargüe Sur y como consecuencia del evento se sufrió la pérdida casi total de las instalaciones y su consiguiente pérdida de producción.

El evento fue informado a los aseguradores/reaseguradores correspondientes y en la actualidad YPF se encuentra en el proceso de evaluación de los costos de reconstrucción de la planta como así también de la pérdida de producción.

En los próximos meses estará listo el proyecto de reconstrucción de la planta, tras el análisis de diversas opciones tecnológicas en sus etapas de visualización y conceptualización.

## c) Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros

### - *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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

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, YPF, 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 km<sup>2</sup>; ii) incorporar dicha superficie escindida a la superficie de la concesión Loma Campana, conformando una superficie de 395 km<sup>2</sup>; 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 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 N° 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 (entre las cuales se encuentra “La Ventana”) 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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

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 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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



un número mínimo de equipos de perforación y work-over en actividad; (v) luego de vencidos los 10 primeros años de prórroga, se preveé 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 los Acuerdos de Extensión para las concesiones Tierra del Fuego (hasta el 14 de noviembre de 2027), Los Chorrillos (hasta el 18 de abril de 2026) y Lago Fuego (hasta el 6 de noviembre de 2027). Con fecha 10 de octubre de 2014, se promulgaron las leyes N° 998 y N° 997, las cuales aprobaron los acuerdos de prórroga.
- Rio Negro: En el mes de diciembre de 2014, YPF, YSUR Energía Argentina S.R.L., YSUR Petrolera Argentina S.A. suscribieron con la provincia de Rio Negro un Acuerdo de Renegociación a efectos de extender por el termino de 10 años el plazo original de las siguientes concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento: (i) "EL MEDANITO", "BARRANCA DE LOS LOROS", "SEÑAL PICADA-PUNTA BARDA", "BAJO DEL PICHE" en las cuales YPF es titular del 100%, hasta el 14 de noviembre de 2027; (ii) "LOS CALDENES" en la cual YPF es titular del 100%, hasta el 19 de septiembre de 2036; (iii) "ESTACION FERNANDEZ ORO", en la cual YSUR Energía Argentina SRL es titular del 100%, hasta el 16 de agosto de 2026; y (iv) "EL SANTIAGUEÑO" en la cual YSUR Petrolera Argentina SA es titular del 100%, hasta el 6 de septiembre de 2025.

El Acuerdo de Renegociación fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Rio Negro mediante Ley Provincial N° 5027 de fecha 30 de diciembre de 2014. Las empresas firmantes del Acuerdo de Renegociación asumieron, entre otros, los siguientes compromisos: (i) pago de US\$ 46.000.000 en concepto de Bono Fijo, (ii) aportes al desarrollo social y fortalecimiento institucional por un monto de US\$ 9.200.000, (iii) aportes complementarios equivalentes al 3% de la producción de petróleo mensual y 3% de la producción de gas mensual, (iv) aportes anuales para capacitación, investigación y desarrollo, (v) cumplir con un plan de desarrollo e inversión mínimo, (vi) inversión para la ejecución de planes de remediación ambiental.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

– *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 km<sup>2</sup> (el “proyecto piloto”) (4.942 acres) de los 395 km<sup>2</sup> (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.

Durante el mes de septiembre de 2013 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 2014.

Durante los ejercicios 2014 y 2013, YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de gas y crudo por parte de YPF por 2.311 y 50, respectivamente. Dichas transacciones se perfeccionarán en función de las condiciones generales y regulatorias del mercado. El saldo neto a pagar a CHNC al 31 de diciembre de 2014 asciende a 837, mientras que al 31 de diciembre de 2013, el saldo neto era un crédito a favor de YPF S.A. de 1.616.

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.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Decreto N° 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.

Durante abril de 2014, YPF y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron, han completado exitosamente la segunda fase del Acuerdo del Proyecto de Inversión y Chevron ha confirmado su decisión de continuar en el proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área de Loma Campana, dando comienzo a la tercera fase del mismo. La duración de esta tercera fase abarca toda la vida del proyecto, hasta la terminación de la concesión de Loma Campana. En la actualidad, se encuentran operando 18 equipos de perforación en el área mencionada, y se extraen más de 7 mil barriles equivalentes de petróleo diarios al porcentaje de participación.

Durante abril de 2014, YPF y Chevron han firmado un nuevo Acuerdo de proyecto de Inversión con el objetivo de la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Neuquén, dentro del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Narambuena, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron. La inversión se desembolsará en dos etapas.

En función de los resultados que arrojen las actividades exploratorias, ambas empresas estiman continuar con la realización de un proyecto piloto y posterior desarrollo total del área mencionada, compartiendo las inversiones al 50%.

- Con fecha 23 de septiembre de 2013, la Sociedad y Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisur 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, en el área “El Orejano” 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. Al 31 de diciembre se encuentran perforados 12 pozos de los cuales 8 pozos están completados.

En caso que Dow ejerza la opción de conversión, la Sociedad cedería el 50% de su participación en dicha área, la cual comprende una extensión total de 45 km<sup>2</sup> (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 2014, la Sociedad ha recibido los primeros tramos de la mencionada transacción por un importe total de US\$ 90 millones, los cuales han sido registrados en el rubro “Préstamos” 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, 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 km<sup>2</sup> 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 50% de lo producido.

Al 31 de diciembre de 2014, por la primera etapa correspondiente a lo comprometido por Petrolera Pampa, se encuentran perforados 17 pozos, de los cuales 14 están completados.

La segunda fase de inversiones contempla una inversión de US\$ 70 millones para la perforación de 15 pozos.

Al 31 de diciembre, por la segunda etapa correspondiente a lo comprometido por Petrolera Pampa, se ha perforado 1 pozo, el cual no ha sido completado.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

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).

- Con fecha 28 de agosto de 2014 la Sociedad ha celebrado un Acuerdo con Petronas (E&P) Overseas Ventures Sdn. Bhd, (en adelante "Petronas") por medio del cual YPF y Petronas acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil en tres fases anuales con una inversión conjunta de hasta US\$ 550 millones más IVA en el área La Amarga Chica, ubicada en la Provincia del Neuquén, de los cuales Petronas aportará US\$ 475 millones e YPF aportará US\$ 75 millones.

YPF será el operador del área y cederá una participación del 50% de la concesión a Petronas E&P Argentina S.A. (en adelante "PEPASA").

Con fecha 10 de diciembre de 2014 la Sociedad y PEPASA, una afiliada de Petronas, celebraron un Acuerdo de Proyecto de Inversión con el objetivo de realizar la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en el área La Amarga Chica en la provincia del Neuquén. El acuerdo prevé un período de exclusividad para la negociación y firma de una serie de contratos definitivos cuya entrada en vigencia quedará supeditada al cumplimiento de una serie de condiciones precedentes a ser cumplidas antes del 31 de marzo de 2015, con el objetivo de iniciar la actividad del piloto "La Amarga Chica" en el transcurso del año 2015. El Acuerdo prevé también que ambas compañías evaluarán ampliar la asociación estratégica a otras áreas exploratorias con potencial para recursos no convencionales.

Asimismo, las Partes firmaron los siguientes acuerdos complementarios al Acuerdo de Inversión: a) Acuerdo de Cesión del 50% de la concesión sobre el área La Amarga Chica; b) contrato constitutivo de la Unión Transitoria de Empresas (UTE); c) Acuerdo de Operación Conjunta ("Joint Operating Agreement"); d) Acuerdo de Cesión en Garantía; e) Acuerdo de Primera Opción para la compraventa de petróleo crudo; y f) Acuerdo de Cesión de derechos de exportación de hidrocarburos.

Adicionalmente, Petronas ha otorgado una garantía de pago de ciertas obligaciones financieras contraídas por PEPASA bajo el Acuerdo de Inversión.

El Plan Piloto se iniciará una vez cumplidas las condiciones precedentes para la entrada en vigencia del Acuerdo de Inversión y de los Acuerdos Complementarios, a ser cumplidas antes del 31 de marzo de 2015. Una vez cumplida cada fase anual del Plan Piloto y realizados los aportes correspondientes, PEPASA tendrá la opción de salir del mencionado plan mediante la entrega de su participación en la concesión y el pago de los pasivos devengados hasta su fecha de salida (sin acceso al 50% del valor de la producción neta de los pozos perforados hasta el ejercicio de su derecho de salida).

Luego de que el total de los compromisos asumidos por las partes hayan sido cumplidos en la etapa del Plan Piloto, cada una afrontará el 50% del programa de trabajo en el desarrollo del área y aportará el 50% del presupuesto según lo previsto en el Acuerdo de Operación Conjunta.

El Acuerdo de Inversión prevé que durante las tres fases del Plan Piloto se complete un programa de adquisición y procesamiento de sísmica 3D cubriendo todo el área de la concesión, se perforen 35 pozos con objetivo a la formación Vaca Muerta (incluyendo pozos verticales y horizontales), y se construyan una serie de instalaciones de superficie con el fin de evacuar la producción del área.

- Con fecha 8 de octubre de 2014, YPF Ecuador S.A. (sociedad constituida con fecha 15 de julio de 2014 y controlada de forma indirecta por YPF a través de Eleran Inversiones 2011 S.A.U.) y Petroamazonas EP (empresa estatal de petróleos ecuatoriana) firmaron un Acuerdo para la provisión de servicios específicos integrados, ejecución de actividades de optimización de la producción, actividades de recuperación mejorada y actividades de exploración en el Campo Yuralpa ubicado en el Bloque 21, en la provincia amazónica del Napo, en Ecuador. Asimismo YPF S.A. emitió una garantía corporativa en favor de YPF Ecuador S.A. para garantizar el cumplimiento del contrato por

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

parte de la misma. El monto de la garantía corporativa asciende a un valor máximo de US\$ 172 millones.

- Con fecha 10 de octubre 2014, el Ministerio de Energía de la Provincia de Mendoza, por medio de la Resolución 68/2014, autoriza a Energía Andina S.A. (sociedad controlada) a ceder a YPF la totalidad de sus derechos y obligaciones emergentes de los permisos de exploración sobre las áreas Zampal Norte, Nacuñan, Pampa del Sebo y San Rafael equivalente al 80% del total de participación en los mismos.
- *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.

- 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 2014 ascendían a aproximadamente 33.953 En adición, existen compromisos exploratorios y de inversión y gastos hasta la finalización de algunas de nuestras concesiones que ascienden a 105.858 al 31 de diciembre de 2014, lo cual incluye los compromisos por extensión de concesiones mencionados en párrafos subsecuentes.
- *Requerimientos regulatorios de gas natural:* En adición a las regulaciones que afectan al mercado de gas natural mencionadas en el acápite “Mercado de gas natural” (Nota 3), con fecha 14 de junio de 2007, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 599/2007 (la “Resolución”) que homologó el acuerdo con productores de gas natural para el suministro de gas natural al mercado interno desde el año 2007 hasta el año 2011 (el “Acuerdo 2007-2011”). El objeto del Acuerdo 2007-2011 es garantizar el normal abastecimiento del mercado interno de gas natural durante el período comprendido entre 2007 y 2011, tomando en consideración los consumos del año 2006 y el crecimiento del consumo de usuarios residenciales y pequeños clientes comerciales (“la Demanda Prioritaria”). De acuerdo a la Resolución, los Productores firmantes del Acuerdo 2007-2011 se comprometen a abastecer parte de la Demanda Prioritaria en base a ciertos porcentajes determinados por cada productor en función de su participación en la producción durante el período de 36 meses anteriores a abril de 2004. En caso de faltantes para el abastecimiento de la Demanda Prioritaria, los volúmenes destinados a exportación de aquellos productores que no hayan suscripto el acuerdo serán los primeros redireccionados para completar el faltante mencionado. El Acuerdo 2007-2011, también establece el plazo de contractualización, y demás pautas, procedimientos y precios para los consumos de la Demanda Prioritaria. Considerando que la Resolución prevé la continuidad de las herramientas regulatorias de afectación de exportaciones, YPF recurrió la misma y aclaró expresamente que la firma del Acuerdo 2007-2011 no significaba el reconocimiento de la validez de dicha normativa. Con fecha 22 de junio de 2007, la Dirección Nacional de Hidrocarburos informó la obtención de un nivel de suscripción suficiente del Acuerdo 2007-2011. Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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.

El 27 de noviembre de 2008 a través del Decreto del Poder Ejecutivo N° 2067/08, se creó un fondo fiduciario para financiar las importaciones de gas natural destinado a la inyección en el sistema de gasoductos nacionales, cuando sea necesario para satisfacer la demanda interna. El fondo fiduciario se financia a través de los siguientes mecanismos: (i) diversas cargas arancelarias que son pagados por los usuarios de los servicios de transporte y de distribución regular, los consumidores de gas que reciben el gas directamente de los productores y las empresas que procesan el gas natural; (ii) programas especiales de crédito que puedan acordarse con las organizaciones nacionales o internacionales; y (iii) las contribuciones específicas evaluadas por la Secretaría de Energía sobre los participantes en la industria del gas natural. Este decreto ha sido objeto de diferentes reclamaciones judiciales y jueces de todo el país han emitido medidas cautelares de suspensión de sus efectos con fundamento en la violación del principio de legalidad en materia impositiva. El 8 de noviembre de 2009, el ENARGAS publicó la Resolución N° 1982/11, que ajusta los cargos tarifarios establecidos por el Decreto Ejecutivo N° 2067/08 a ser pagados por los usuarios a partir del 1 de diciembre de 2011. El 24 de noviembre de 2011, el ENARGAS dictó la Resolución N° 1991/11, que amplía los usuarios que deberán pagar los cargos tarifarios, incluyendo los servicios residenciales, el procesamiento de gas natural, complejos industriales 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. 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. Por su parte YPF ha impugnado estas Resoluciones y ha rechazado la facturación del cargo efectuada por

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

Nación Fideicomiso. El 13 de abril de 2012, YPF obtuvo una medida cautelar en relación con la planta de procesamiento de El Portón, suspendiendo los efectos de estas resoluciones con respecto a dicha planta hasta tanto se resuelvan los recursos administrativos presentados por YPF. En noviembre de 2012 se dictó la Ley 26.784 que le dio jerarquía legal a partir de esa fecha, a las disposiciones dictadas por el Poder Ejecutivo y el ENARGAS con relación al cargo. Con fecha 11 de diciembre de 2014 la Corte Suprema de Justicia de la Nación dictó el Fallo "Alliance" resolviendo que el cargo creado por el decreto 2067/2008 es un cargo tarifario y no un impuesto y por ende no se encuentra sujeto al principio de legalidad tributaria. No obstante la Corte ha dejado abierta la posibilidad para eventuales planteos o defensas en casos distintos al planteado en el Fallo "Alliance".

El 7 de abril de 2014 se publicó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 226/2014 por medio de la cual se fijan los nuevos precios en boca de pozo por cuenca destinados para las ventas de gas al segmento Residencial y Comercial del servicio completo y GNC que en un bimestre/mes: (i) registre un ahorro superior al 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior; y (ii) registre un ahorro de entre el 5% y el 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior. Se fijan asimismo los nuevos precios por cuenca para los usuarios del servicio completo del área geográfica de Camuzzi Gas del Sur, en atención a las implicancias climáticas que se suscitan en la zona geográfica sur de nuestro país.

- *Requerimientos regulatorios de hidrocarburos líquidos:* La Resolución SE N° 1.679/04 reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto del Poder Ejecutivo N° 645/02, y ordenó a los productores, comercializadores, compañías refinadoras y cualquier otro agente del mercado que estuviere interesado en exportar gasoil o petróleo crudo a que registren esa operación y prueben que la demanda interna se encuentra satisfecha y que han ofrecido al mercado local el producto a ser exportado. Asimismo, la Resolución SE N° 1.338/06 incorporó otros productos hidrocarburíferos al régimen de registro creado por el Decreto N° 645/02, incluyendo nafta, fuel oil y sus mezclas, diesel oil, aerokerosene o jet fuel, asfaltos, ciertos petroquímicos, ciertos lubricantes, coque y derivados para uso petroquímico. La Resolución N° 715/2007 de la Secretaría de Energía facultó al Director Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que serán importadas por cada compañía, en períodos determinados del año, para compensar las exportaciones de productos incluidos bajo el Régimen de la Resolución N° 1.679/04; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario para obtener autorización para exportar los productos incluidos bajo el Decreto N° 645/02. A su vez, se han dictado ciertas disposiciones regulatorias que obligan al abastecimiento del mercado interno de hidrocarburos, al cual se encuentran subordinadas las exportaciones de los mismos. Una de estas disposiciones corresponde a la Resolución N° 25/2006, emitida con fecha 11 de octubre de 2006 por la Secretaría de Comercio Interior, mediante la cual se requiere a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gas oil en todo el territorio de la República Argentina. Para ello, requiere respetar como mínimo, los volúmenes abastecidos en igual mes del año inmediato anterior, más la correlación positiva existente entre el incremento de la demanda de gas oil y el incremento del Producto Bruto Interno, acumulada a partir del mes de referencia. La comercialización citada deberá efectuarse sin que se altere, perjudique o distorsione el funcionamiento del mercado de gas oil.

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

El 26 de enero de 2012, la Secretaría de Comercio Interior dictó la Resolución N° 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.

El 13 de marzo de 2012 YPF fue notificada de la Resolución N° 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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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



Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda. Asimismo, deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo: a) su plan de inversiones en exploración; b) su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y c) su plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas, el cual será analizado por la Comisión; la Comisión adoptará las medidas de promoción, fomento y coordinación que estime necesarias para el desarrollo de nuevas refinerías en el Territorio Nacional, que permitan garantizar el crecimiento de la capacidad de procesamiento local de acuerdo a las metas y exigencias del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; en materia de precios, y según lo dispone el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecerá los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicará precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen deganancia 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

- *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 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 (este monto fue modificado por la posterior ley 27.007. Ver a continuación). Dentro de los beneficios establecidos para los sujetos alcanzados por el Régimen Promocional se destacan: i) gozarán, en los términos de la Ley N° 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 N° 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

- *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. Similar programa prevé la Resolución N° 60/2013, reglamentada por la Resolución N° 83/2013, para aquellas empresas que no cumplían los requisitos de la Resolución N° 1/2013 y para las que no hubieran alcanzado a inscribirse bajo esta Resolución. El precio a remunerar bajo el programa instaurado en la Resolución N° 60/2013 varía entre 4 US\$/MBtu y 7,5 US\$/MBtu, según la curva de mayor producción alcanzada por la empresa beneficiaria del programa.
- *Régimen Informativo de Precios:* Mediante Resolución N° 29/2014 de la Secretaría de Comercio se aprobó un "Régimen Informativo de Precios", mediante el cual todas las empresas productoras de insumos y bienes finales cuyas ventas totales anuales en el mercado interno superaron la suma de 183 durante el año 2013, deben informar mensualmente los precios vigentes de todos sus productos a dicha Secretaría.

Igual obligación recae sobre todas aquellas empresas distribuidoras y/o comercializadoras de insumos y bienes finales cuyas ventas totales anuales en el mercado interno hayan superado la suma de 250 durante el mismo año.

Asimismo, la Disposición N° 6/2014 de la Subsecretaría de Comercio Interior creó el Sistema Informático del Régimen Informativo de Precios ("SIRIP"), que estará disponible en el sitio web <http://www.mecon.gov.ar/comercio interior>.

- *Nueva Ley de Hidrocarburos:*

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la Ley N° 27.007, que modifica la ley de hidrocarburos No. 17.319. Los aspectos más relevantes de la nueva ley son los siguientes,

- Respecto de los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
- Respecto de las concesiones, se prevén tres tipos de concesiones, de explotación convencional, de explotación no convencional, y de explotación en la plataforma continental y mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
- Se adecuaron los plazos de las concesiones de transporte de hidrocarburos a los plazos para las concesiones de explotación.
- En materia de regalías, se establece un máximo de un 12% pudiendo llegar a un 18% en el caso de prórrogas otorgadas, en los cuales la ley también establece el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

- Se establece la extensión al régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto 929/2013) para los proyectos que representen una inversión directa en moneda extranjera no menor a 250 millones de dólares, ampliando los beneficios para otro tipo de proyectos.
- Se establece la reversión y transferencia de los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costas afuera nacionales respecto de las cuales no existan contratos de asociación suscriptos con ENARSA a la Secretaría de Energía de la Nación.

– *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.

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.

Con fecha 26 de marzo de 2014, en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos dispuesto por la Ley N° 25.561 y complementarias, MetroGAS suscribió un Acuerdo Transitorio con la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), por el cual se acuerda en forma transitoria un régimen tarifario de transición que permita la obtención de recursos adicionales a los que estaba percibiendo por la aplicación de la Resolución ENARGAS N° I/2407 del 27 de diciembre de 2012, en la cual se había estipulado el cobro de un monto fijo por factura diferenciado por categoría de usuario, con destino a la ejecución de obras y cuyo producido debía ser depositado en un Fideicomiso creado al efecto. Adicionalmente, MetroGAS estima alcanzar un consenso con el Gobierno Nacional a través de la UNIREN respecto de las modalidades, plazos y oportunidad de la suscripción del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral, de manera de recomponer la situación económico-financiera de MetroGAS. El nuevo Acuerdo Transitorio, ratificado por el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 445/2014, establece un régimen tarifario de transición a partir del 1° de abril de 2014, consistente en la readecuación de precios y tarifas considerando los lineamientos necesarios para mantener la continuidad del servicio y criterios comunes a las demás empresas licenciatarias de Distribución e incorpora en sus cláusulas un mecanismo de monitoreo de costos sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones, e índices de precios representativos de tales costos, que bajo ciertas premisas activa el inicio de un procedimiento de revisión, mediante el cual el ENARGAS evaluará la real magnitud de la variación de los costos de explotación e inversiones de la Licenciataria, determinando si corresponde el ajuste de la tarifa de distribución.

Con fecha 27 de marzo de 2014, el Gobierno Nacional anunció también un esquema de readecuación de subsidios y la Secretaría de Energía de la Nación con fecha 31 de marzo de 2014, dictó la Resolución SE N° 226/14 mediante la cual se considera que resulta necesario determinar un conjunto de nuevos precios para el gas natural y un esquema que procure un consumo racional del mismo, incentivando el ahorro para generar un uso responsable. En ese marco se establecen nuevos precios del gas natural para los usuarios

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Residenciales para cada cuenca de producción y categoría de usuario, y esos nuevos precios serán de aplicación bajo un mecanismo de comparación con los consumos de igual bimestre/mes del año anterior.

Considerando lo descripto precedentemente, el impacto real en los niveles de ingresos y en los costos de MetroGAS, dependerá de una variable ajena a su control, que es la reducción de consumo que puedan tener sus usuarios, el que además no dependerá exclusivamente de las acciones que cada uno individualmente pueda realizar para reducir su consumo, sino también de los efectos por cambios en las variables climáticas entre ambos periodos de comparación. Se han interpuesto medidas cautelares contra las distribuidoras y el Estado Nacional ante los tribunales de distintas jurisdicciones, en contra del aumento tarifario. Respecto de Metrogas y a pedido del Defensor del Pueblo de Avellaneda se trabó una medida cautelar suspendiendo el aumento tarifario respecto a los usuarios de dicho partido. Dicha medida fue desistida por la actora y hasta la fecha Metrogas no ha sido notificada de ningún otro expediente judicial con ese objeto.

Adicionalmente, el 17 de septiembre de 2014 se sancionó la Ley N° 26.993 de Resolución de Conflictos en las Relaciones de Consumo, parcialmente modificatoria de la Ley N° 24.240 de Defensa de Consumidor. La nueva establece normas propias que reglarán el procedimiento administrativo y judicial de reclamos fundados en la protección de los derechos del usuario y/o consumidor. Determina, según sea el monto y objeto de reclamo, un Sistema de Conciliación Previa en las Relaciones de Consumo para reclamos que no superen el valor equivalente a 55 salarios mínimos, vitales y móviles ("SMVM") y, una auditoría en las Relaciones de Consumo para reclamos de responsabilidad por daños, prevista en el Capítulo X del Título I de la Ley N° 24.240, que no superen el valor equivalente de 15 SMVM. Finalmente, la Ley N° 26.993 establece la creación de un fuero especial que, mediante reclamos procesales propios, atenderán los reclamos realizados por incumplimiento a la Ley N° 24.240 que no superen el valor equivalente de 55 SMVM.

MetroGas estima que durante el próximo año se irá recuperando gradualmente la situación financiera, a través de la completa implementación del Acta Acuerdo suscripta el 26 de marzo de 2014 con la UNIREN particularmente en lo que respecta al traslado a las tarifas de distribución de los cambios en las normas tributarias, excepto en el impuesto a las ganancias, que estuviesen pendientes de resolución y el reconocimiento en las tarifas de distribución de los mayores costos de operación resultantes de la implementación del mecanismo de monitoreo de costos previsto en el mencionado Acuerdo Transitorio. Adicionalmente, se estima alcanzar un consenso con el Gobierno Nacional a través de la UNIREN respecto de las modalidades, plazos y oportunidad de la suscripción del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral, de manera de recomponer la situación económico-financiera de MetroGAS.

No obstante, de mantenerse las condiciones existentes a la fecha de los presentes estados financieros, la situación continuará deteriorándose por lo cual MetroGAS se encuentra analizando una serie de medidas para mitigar el impacto de la situación financiera, entre las cuales se incluyen: elevar los reclamos referidos a los incrementos tarifarios (incluyendo el traslado a tarifas de las tasas municipales) a las autoridades argentinas; procurar un estricto manejo de la caja y control de gastos; requerir aportes adicionales de capital a sus accionistas; modificar condiciones de pago con los principales proveedores; y obtener financiamiento de terceros.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros no es posible predecir el resultado del proceso de renegociación tarifaria ni determinar sus implicancias finales sobre la operatoria y los resultados de MetroGAS. Las circunstancias mencionadas anteriormente generan incertidumbre respecto a la capacidad de GASA de cumplir con los pagos de capital de su deuda financiera al vencimiento (31 de diciembre de 2016). Sin embargo, los presentes estados financieros no incluyen ajustes o reclasificaciones, si los hubiere, que pudieran requerirse de no resolverse favorablemente la situación de incertidumbre antes mencionada.

– *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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

Marco Regulatorio se encuentra complementado por las normas que 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 Secretaria 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° 146/2003: 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° 406/2003: 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.
- 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

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° 220/2007 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.

- Resolución SE N° 529/2014: la presente resolución reemplaza el esquema de remuneraciones contemplado en la Resolución SE N° 95/2013, incrementando el cuadro tarifario de los 4 conceptos remunerativos allí establecidos. En lo referido específicamente a Costos Fijos establece un aumento relacionado a la disponibilidad de cada Agente Generador. Incorpora asimismo un nuevo esquema de remuneración de los Mantenimientos no Recurrentes cuyo objetivo es el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la Secretaría de Energía. Lo definido en la presente resolución será de aplicación a partir de las transacciones económicas de febrero de 2014 para los generadores que hayan adherido a la Resolución SE N° 95/2013.
- *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 1º 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).

## 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 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, las remediaciones ambientales y otros costos legales 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

	Exploración y Producción	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014</b>					
Ingresos por ventas	8.853	132.254	835	-	141.942
Ingresos intersegmentos	61.844	1.489	5.212	(68.545) <sup>(1)</sup>	-
Ingresos ordinarios	70.697	133.743	6.047	(68.545)	141.942
Utilidad (Pérdida) operativa	12.353	10.978	(3.343)	(246)	19.742
Resultado de inversiones en sociedades	(10)	568	-	-	558
Depreciación de bienes de uso	17.180	2.445	311	-	19.936
Inversión en bienes de uso <sup>(2)</sup>	41.371	8.392	1.408	-	51.171
Activos	126.228	68.509	16.356	(2.539)	208.554
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013</b>					
Ingresos por ventas	3.851	85.624	638	-	90.113
Ingresos intersegmentos	38.846	1.147	2.285	(42.278) <sup>(1)</sup>	-
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 <sup>(3)</sup>	9.591	1.452	193	-	11.236
Inversión en bienes de uso <sup>(3)</sup>	28.849	4.903	453	-	34.205
Activos	70.775	51.336	15.161	(1.677)	135.595
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012</b>					
Ingresos por ventas	1.135	65.047	992	-	67.174
Ingresos intersegmentos	30.179	1.069	1.243	(32.491) <sup>(1)</sup>	-
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

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

(2) Inversiones de bienes de uso netas de las altas correspondientes al Grupo YSUR a la fecha de toma de control (ver Nota 13) y UTE Puesto Hernández, Lajas, La Ventana y Bajada Añelo-Amarga Chica a la fecha de adquisición de la participación adicional.

(3) 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).

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 2014, 2013 y 2012, como así también los bienes de uso por áreas geográficas al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

	Ingresos ordinarios			Bienes de Uso		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Argentina	126.539	78.070	59.428	156.415	93.255	56.779
Países del Mercosur y asociados	8.298	6.461	3.894	38	20	24
Resto de América	4.753	4.022	2.812	477	221	168
Europa	2.352	1.560	1.040	-	-	-
Total	141.942	90.113	67.174	156.930	93.496	56.971

Al 31 de diciembre de 2014 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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



A continuación se 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:

YPF dió 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), YPF controla el 100% de GASA.

Tal como surge de la Resolución N° 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.

A continuación se detallan los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos de la sociedad adquirida (valores al 100% de participación) a la fecha de adquisición, los cuales han sido incorporados en el balance de YPF 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 el segundo trimestre de 2013 en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades" del estado de resultados integral de YPF por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Ingresos y costos de actividades ordinarias de GASA desde la fecha de adquisición, incluidos en los estados contables del ejercicio 2013 de YPF:

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 y hasta el cierre del ejercicio finalizado 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 <sup>(1)</sup>
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.

#### – YPF Energía Eléctrica S.A.:

Con fecha 4 de junio de 2013, YPF, 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 YPF mantiene directa e indirectamente una participación del 100% sobre su capital social y a su vez, YPF ha dejado de tener participación en PPE.

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 YPF 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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 YPF 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 el segundo trimestre de 2013 en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades" del estado de resultados integral de YPF 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 finalizado el 31 de diciembre de 2013 de YPF:

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

#### – YSUR:

Tal como se menciona en la Nota 1.a), con fecha 12 de febrero de 2014, YPF y su subsidiaria YPF Europe B.V. ("YPF Europe", constituida en enero de 2014) aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International Finance II S.a.r.l. (conjuntamente el "Grupo Apache") para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades controlantes de los activos del Grupo Apache en la República Argentina y la adquisición de determinados préstamos intercompany adeudados por las sociedades adquiridas a sociedades del Grupo Apache. El precio convenido entre las partes fue de US\$ 786 millones, el cual se canceló mediante un desembolso inicial de US\$ 50 millones realizado el 12 de febrero de 2014 y el saldo remanente fue cancelado el 13 de marzo de 2014, fecha a partir de la cual YPF pasó a tomar control de las mencionadas sociedades (la "fecha de adquisición"). Juntamente con los activos y pasivos incorporados por dichas sociedades se asumió deuda financiera en el mercado local por US\$ 31 millones.

Como resultado de la transacción anteriormente descrita, YPF adquirió las siguientes participaciones societarias: (i) 100% del capital social de Apache Canada Argentina Investment S.à.r.l. y el 100% del capital social de Apache Canada Argentina Holdings S.à.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. Dado que YPF ha adquirido el 100% de las participaciones, no hay interés no controlante registrado.

A la fecha de adquisición, dichas sociedades controlaban directa o indirectamente activos en las provincias del Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, con una producción total de aproximadamente 49.100 barriles equivalentes de petróleo por día, contaban con una infraestructura importante de ductos y plantas y se empleaban unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta.

A continuación se detallan los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos identificados de las sociedades adquiridas (valores al 100% de participación y luego de ajustes de consolidación), los cuales han sido incorporados en el balance de la Sociedad en la fecha de adquisición:

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

Efectivo y equivalentes de efectivo	95
Activos disponibles para la venta	1.538
Bienes de cambio	55
Créditos por ventas	520
Otros créditos y otros activos	213
Intangibles – Derechos de concesión	1.246
Bienes de uso	5.469
Provisiones	781
Pasivo por impuesto diferido	1.241
Préstamos	110
Cuentas por pagar	639
Cargas sociales y otras cargas fiscales	134
Impuesto a las ganancias a pagar	24

A continuación se detalla la información relacionada con ingresos, costos y gastos de las sociedades adquiridas requerida por las NIIF:

	Desde la fecha de adquisición hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014	Desde el inicio del ejercicio hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014
Ingresos ordinarios	3.370	4.099
Costo de ventas	(2.960)	(3.601)
Utilidad bruta	410	498
Otros costos operativos	(232)	(282)
Utilidad operativa	178	216
Resultados financieros	(78)	(95)
Impuesto a las ganancias	560	681
Resultado neto del período	660	802

A su vez, YPF y Apache Energía Argentina S.R.L han celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. (“Pluspetrol”) por el cual le otorgan, 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.à.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. La mencionada transacción fue aprobada por la autoridad regulatoria en el mes de noviembre de 2014.

Durante el mes de octubre de 2014, se han producido los siguientes cambios de razón social: Apache Energía Argentina S.R.L. a YSUR Energía Argentina S.R.L.; Apache Natural Resources Petrolera Argentina S.R.L. a YSUR Recursos Naturales S.R.L.; Apache Petrolera Argentina S.A. a YSUR Petrolera Argentina S.A.; Apache Argentina Corporation a YSUR Argentina Corporation; Apache Canada Argentina Investment S.à.r.l. a YSUR Argentina Investment S.à.r.l.; y Apache Canada Argentina Holdings S.à.r.l. a YSUR Argentina Holdings S.à.r.l. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, con la excepción de YSUR Energía Argentina S.R.L., estos cambios se encuentran en proceso de inscripción ante la Inspección General de Justicia.

#### 14. INFORMACIÓN REQUERIDA POR LA RESOLUCIÓN GENERAL N° 629 DE LA CNV

##### a) Información Requerida por la Resolución General N° 629

Con motivo de la Resolución General N° 629 de la CNV, la Sociedad informa que la documentación respaldatoria de sus operaciones que no se encuentra en la sede social, se encuentra en los depósitos de las siguientes empresas:

- Adea S.A., sita en Planta 3 – Ruta 36, Km 31,5 – Florencio Varela – Provincia de Buenos Aires.
- File S.R.L, sita en Panamericana y R. S. Peña – Blanco Encalada – Lujan de Cuyo – Provincia de Mendoza.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

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

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

b) Patrimonio Neto Mínimo y Contrapartida líquida requerido por la Resolución General N° 622

En cumplimiento de lo establecido por la Resolución General N° 622 de la CNV, el Patrimonio Neto Mínimo requerido para actuar como Agente de Liquidación y Compensación Integral, asciende a 15 mil pesos y la contrapartida líquida mínima exigida a 7 mil 500 pesos, dicho importe se encuentra cubierto al 31 de diciembre de 2014 por el saldo contable de 12,7 mil pesos registrado en la cuenta contable identificada en los registros de YPF con el número 5731208110 (denominada "BANCO DE LA NACION ARGENTINA - ARP - C2"). Al 31 de diciembre de 2014, el Patrimonio Neto de YPF supera el mínimo requerido por el organismo de contralor.

## 15. HECHOS POSTERIORES

Con fecha 3 de febrero de 2015 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la Resolución N° 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, la cual crea el Programa de Estímulo a la Producción de Crudo consistente en una compensación económica a favor de las empresas beneficiarias, pagadera en pesos, por un monto equivalente de hasta tres dólares por barril, por la producción total de cada empresa que resulte beneficiaria, siempre y cuando su producción trimestral de crudo sea mayor o igual a la producción tenida por base para dicho programa. Se define como producción base a la producción total de petróleo crudo de las empresas beneficiarias correspondiente al cuarto trimestre de 2014, expresada en términos de barriles diarios. Aquellas empresas beneficiarias que, una vez abastecida la demanda de todas las refinerías habilitadas para operar en el país, destinen parte de su producción al mercado externo, podrán recibir una compensación económica adicional de dos o tres dólares por barril de petróleo crudo exportado, dependiendo del nivel de volumen de exportación alcanzado.

Con fecha 5 de febrero de 2015 se celebró la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de YPF en la cual se aprobó la ampliación del monto del Programa Global de Emisión de Títulos de Deuda de Mediano Plazo de la Sociedad por US\$ 3.000 millones, totalizando el monto nominal máximo en circulación en cualquier momento del Programa en US\$ 8.000 millones o su equivalente en otras monedas.

En febrero de 2015 la Sociedad ha emitido las Obligaciones Negociables Adicionales de las Clase XXVI y XXVIII por un monto de US\$ 175 millones y US\$ 325 millones respectivamente. La Clase XXVI Adicional devengará interés a tasa fija nominal anual del 8,875% y el vencimiento de capital operará en 2018. La Clase XXVIII Adicional devengará interés a tasa fija nominal anual del 8,75% y el vencimiento de capital operará entre 2022 y 2024.

Asimismo se emitieron Obligaciones Negociables Clase XXXVI y XXXVII por un monto de 950 millones y 250 millones respectivamente. La Clase XXXVI devengarán intereses a una tasa de interés variable y el vencimiento del capital operará en 2020, La Clase XXXVII devengara tasa de interés fija nominal anual de 25,75% los primeros doce meses, luego será variable y el vencimiento del capital operará en 2017.

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 2014 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 fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 26 de febrero de 2015 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
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 2014 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<sup>(12)</sup>

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		
<b>Controladas:</b> <sup>(13)</sup>											
YPF Internacional S.A. <sup>(8)</sup>	Ordinarias	Bs.	100	2.535.114	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, República de Bolivia	31-12-14	310	(310)	12	99,99%
YPF Holdings Inc. <sup>(8)</sup>	Ordinarias	US\$	0,01	810.614	Inversión y financiera	10333 Richmond Avenue I, Suite 1050, TX, USA	31-12-14	6.890	(1.482)	(2.172)	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	31-12-14	164	358	555	99,99%
A-Evangelista S.A.	Ordinarias	\$	1	307.095.088	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	307	134	526	100,00%
YPF Servicios Petroleros S.A.	Ordinarias	\$	1	50.000	Servicios de perforación y/o reparación de pozos	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-11	110	30	39	100,00%
YPF Inversora Energética S.A. <sup>(8)</sup>	Ordinarias	\$	1	67.608.000	Inversión	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	68	(497)	(370)	100,00%
YPF Energía Eléctrica S.A. <sup>(13)</sup>	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	30-09-14	30	289	654	100,00%
YPF Chile S.A. <sup>(14)</sup>	Ordinarias	-	-	50.968.649	Compraventa de lubricantes y combustibles de aviación y estudio y exploración de hidrocarburos	Villarica 322, Módulo B1, Quilicura, Santiago	31-12-14	391	(105)	502	100,00%
YPF Tecnología S.A.	Ordinarias	\$	1	98.991.000	Investigación, desarrollo, producción y comercialización de tecnologías, conocimientos, bienes y servicios	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	194	68	353	51,00%
YPF Europe B.V. <sup>(8)</sup>	Ordinarias	US\$	0,01	15.660.437.309	Inversión y financiera	Prins Bernardplein 200, 1097 JB, Amsterdam, Holanda	12-01-14	110	110	110	100,00%
YSUR Argentina Investment S.á.r.l. <sup>(8)</sup>	Ordinarias	US\$	1	20.000	Inversión	13-15, Avenue de la Liarté, L-1931, Luxemburgo	30-09-14	110	(1.605)	2.799	100,00%
YSUR Argentina Corporation <sup>(8)</sup>	Ordinarias	US\$	1	1.000.000	Inversión	Boundary Hall, Cricket Square P.O. Box 1111 George Town, Grand Cayman, Cayman Islands KY1-1102	30-09-14	84	(376)	-	100,00%
YSUR Petrolera Argentina S.A. <sup>(8)</sup>	Ordinarias	\$	1	634.284.566	Exploración, extracción, explotación, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de hidrocarburos, como así también otras operaciones vinculadas a tales fines	Tucumán 1, P. 12, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	634	(34)	365	100,00%

### b) Sociedades valuadas a valor patrimonial proporcional

Denominación y Emisor	Clase	Características de los valores		Información sobre el ente emisor									Valor Registrado <sup>(9)</sup>	Valor Registrado <sup>(9)</sup>	
		Valor Nominal	Cantidad	Valor Registrado <sup>(9)</sup>	Costo <sup>(2)</sup>	Actividad Principal	Domicilio Legal	Fecha	Últimos estados contables disponibles			Participación sobre capital social			
									Capital Social	Resultado	Patrimonio Neto				
<b>Negocios conjuntos:</b>															
Compañía Mega S.A. <sup>(6)(8)</sup>	Ordinarias	\$	1	244.246.140	778	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	643	172	1.028	38,00%	408	199
Profertil S.A. <sup>(8)</sup>	Ordinarias	\$	1	391.291.320	1.231	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, P. 3, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	783	353	1.311	50,00%	1.088	818
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias	\$	1	45.803.655	423	-	Refinación	Maipú 1, P. 2º, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	92	305	883	50,00%	413	294
				2.432	-									1.909	1.311
<b>Influencia significativa:</b>															
Oleoductos del Valle S.A.	Ordinarias	\$	10	4.072.749	99	(1)	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	110	90	296	37,00%	70	(1) 67
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias	\$	10	476.034	71	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, P. 11º, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	14	49	222	33,15%	55	58
Oiltanking Ebytem S.A. <sup>(8)</sup>	Ordinarias	\$	10	351.167	88	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales - Provincia de Buenos Aires, Argentina.	31-12-14	12	94	125	30,00%	58	44
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	PREFERIDAS	\$	1	15.579.578	14	-	Transporte de gas por ducto	San Martín 323, P. 13º, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	156	40	232	10,00%	16	6
Central Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	0,01	11.869.095.147	110	136	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	356	(473)	(382)	10,25% <sup>(5)</sup>	-	(7) -
Inversora Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	1	355.270.303	336	445	Inversión y financiera	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	241	(284)	(101)	42,86%	-	(7) 71
Pluspetrol Energy S.A. <sup>(15)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	344
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	PREFERIDAS	\$	1	12.135.167	22	-	Transporte de petróleo por ducto	Macacha Güemes 515, P.3º, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	34	14	62	36,00%	15	12
<b>Otras Sociedades:</b>															
Diversas <sup>(1)</sup>	-	-	-	17	126	-	-	-	-	-	-	-	-	13	13
				757	707									227	615
				3.189	707									2.136	1.926

(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 Trasandino (Chile) S.A., Bizoy S.A., Civeny S.A. y Bioceres S.A.

(5) Adicionalmente, la Sociedad posee un 29,99% 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 2014, 2013 y 2012, 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 2013 YPF Inversora Energética S.A. ha tomado el control de GASA. Al 30 de septiembre de 2014 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) A la fecha de emisión de los estados contables no se cuenta con la información disponible.

(12) Adicionalmente se consolidan YPF Services USA Corp., Compañía de Inversiones Mineras S.A., YPF Perú SAC., YPF Brasil Comercio Derivado de Petróleo Ltd., Wokler Investment S.A., YPF Colombia S.A., Eleran Inversiones 2011 S.A.U., Lestery S.A., Miwen S.A., YSUR Argentina Holdings S.á.r.l. y Energía Andina S.A.

(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) La presente Sociedad ha sido escindida (ver Nota 5).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 104 - Fº 241

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 2014, las principales Uniones Transitorias de Empresas ("UTEs") y consorcios de exploración y producción en los que la Sociedad participa son las siguientes:

<b>Nombre y Ubicación</b>	<b>Participación</b>	<b>Operador</b>
Acambuco <i>Salta</i>	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana <i>Neuquén</i>	27,27%	Total Austral S.A.
Aguaragüe <i>Salta</i>	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.
Loma Campana <i>Neuquén</i>	50,00%	YPF S.A.
Ramos <i>Salta</i>	42,00%	Pluspetrol Energy S.A.
Rincón de Mangrullo <i>Neuquén</i>	50,00%	YPF S.A.
San Roque <i>Neuquén</i>	34,11%	Total Austral S.A.
Tierra del Fuego <i>Tierra del Fuego</i>	100,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.
Yacimiento La Ventana – Río Tunuyán <i>Mendoza</i>	70,00% <sup>(1)</sup>	YPF S.A.
Zampal Oeste <i>Mendoza</i>	70,00%	YPF S.A.
Neptuno <i>EEUU</i>	15,00%	BHPB Pet (Deepwater) Inc.

(1) Ver Nota 5.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

### BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 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 31-12-14	Valor en pesos al 31-12-14	
	31-12-2012		31-12-2013		31-12-2014				
<b>Activo No Corriente</b>									
Créditos por ventas	BRL	-	BRL	-	BRL	5	3,20	(1)	16
Otros créditos y anticipos	US\$	80	US\$	319	US\$	73	8,45	(1)	617
	UYU	26	UYU	-	UYU	-	-	(1)	-
	BRL	-	BRL	4	BRL	6	3,20	(1)	19
Total del activo no corriente									652
<b>Activo Corriente</b>									
Créditos por ventas	US\$	176	US\$	263	US\$	341	8,45	(1)	2.881
	UYU	2	UYU	-	UYU	-	-	(1)	-
	CLP	5.839	CLP	8.688	CLP	11.043	0,01	(1)	110
	BRL	-	BRL	21	BRL	24	3,20	(1)	77
Otros créditos y anticipos	US\$	113	US\$	502	US\$	473	8,45	(1)	3.997
	€	3	€	3	€	3	10,26	(1)	31
	BRL	-	BRL	-	BRL	3	3,20	(1)	10
	UYU	105	UYU	34	UYU	-	-	(1)	-
	BOP	6	BOP	-	BOP	-	-	(1)	-
	CLP	-	CLP	1.087	CLP	4.344	0,01	(1)	43
	US\$	98	US\$	649	US\$	647	8,45	(1)	5.467
Efectivo y equivalentes de efectivo	BOP	33	BOP	-	BOP	-	-	(1)	-
	CLP	997	CLP	189	CLP	-	-	(1)	-
	UYU	50	UYU	6	UYU	-	-	(1)	-
	BRL	-	BRL	4	BRL	-	-	(1)	-
Total del activo corriente									12.616
Total del activo									13.268
<b>Pasivo No Corriente</b>									
Provisiones	US\$	1.233	US\$	2.095	US\$	2.785	8,55	(2)	23.812
Otras cargas fiscales	US\$	-	US\$	16	US\$	-	-	(2)	-
Remuneraciones y cargas sociales	US\$	3	US\$	1	US\$	-	-	(2)	-
Préstamos	US\$	1.087	US\$	1.980	US\$	2.861	8,55	(2)	24.461
Cuentas por pagar	US\$	5	US\$	60	US\$	55	8,55	(2)	470
	UYU	-	UYU	8	UYU	-	-	(2)	-
Total del pasivo no corriente									48.743
<b>Pasivo Corriente</b>									
Provisiones	US\$	58	US\$	123	US\$	177	8,55	(2)	1.513
Préstamos	US\$	736	US\$	985	US\$	920	8,55	(2)	7.866
	BRL	-	BRL	13	BRL	16	3,20	(2)	51
	US\$	1	US\$	2	US\$	3	8,55	(2)	26
Remuneraciones y cargas sociales	UYU	9	UYU	10	UYU	-	-	(2)	-
	BRL	-	BRL	2	BRL	2	3,20	(2)	6
	US\$	1.479	US\$	1.776	US\$	2.015	8,55	(2)	17.228
Cuentas por pagar	€	48	€	186	€	24	10,41	(2)	248
	UYU	74	UYU	27	UYU	-	-	(2)	-
	BOP	53	BOP	23	BOP	-	-	(2)	-
	CLP	4.994	CLP	6.629	CLP	6.387	0,01	(2)	64
	BRL	-	BRL	6	BRL	11	3,20	(2)	35
Total del pasivo corriente									27.037
Total del pasivo									75.780

(1) Tipo de cambio comprador.

(2) Tipo de cambio vendedor.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2015  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3GUSTAVO ADOLFO MAZZONI  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente



# Informe de la Comisión Fiscalizadora

A los señores Accionistas de

## **Y.P.F. SOCIEDAD ANÓNIMA**

1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo N° 294 de la Ley N° 19.550, en las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) 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 2014, 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 15 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 2013 y 2012, 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 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° 32 de la FACPCE 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 26 de febrero de 2015. 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. Las cifras de los estados contables consolidados mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 de este informe surgen de aplicar los procedimientos de consolidación establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera a partir de los estados contables individuales de las sociedades que integran el grupo económico, las que se detallan en el Anexo I a los estados contables 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.
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 2014, 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 descrito 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 descritos 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.
7. En virtud de lo requerido por la Resolución General N° 622/13 de la CNV informamos que no tenemos observaciones que formular sobre la información incluida en la Nota 14.b) a los estados contables consolidados adjuntos relacionada con las exigencias de Patrimonio Neto Mínimo y contrapartida líquida requerida por la citada normativa.

**Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 26 de febrero de 2015.**

Por Comisión Fiscalizadora

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI  
Síndico Titular  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 – F° 241



## **YPF Sociedad Anónima**

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

Ejercicio Económico N° 38 iniciado el 1 de enero de 2014

## **Reseña Informativa al 31 de Diciembre de 2014**

Información confeccionada sobre la base de los Estados Contables Consolidados de YPF S.A. y sus Sociedades Controladas

### **Contenido**

---

- 1.- Comentarios Generales <sup>(\*)</sup>
- 2.- Síntesis de la Estructura Patrimonial
- 3.- Síntesis de la Estructura de Resultados
- 4.- Síntesis del Estado de Flujos de Efectivo
- 5.- Datos Estadísticos <sup>(\*)</sup>
- 6.- Índices
- 7.- Perspectivas <sup>(\*)</sup>

---

<sup>(\*)</sup> Información no cubierta por el Informe de los Auditores Independientes

Febrero 26, 2015



## 1. Comentarios Generales

Siendo YPF una empresa cuya actividad se centra básicamente en el mercado argentino, la Sociedad lleva a cabo su gestión en el marco de la evolución de las principales variables del contexto macroeconómico del país. En este contexto y de acuerdo a los datos del Informe de Avance del Nivel de Actividad confeccionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC), la estimación preliminar de actividad económica reflejó una caída del 0,8% para el tercer trimestre del año 2014 y una variación neutra para el acumulado de los primeros nueve meses de 2014, mientras que el mismo informe había mostrado un incremento del 2,9% en el PIB (Producto Interno Bruto) para todo el año 2013.

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 del ejercicio 2014 fue de un 23,9%.

En materia de financiamiento al sector privado, y luego de haber experimentado una tendencia creciente a lo largo de todo el año 2013, las tasas de interés en el mercado local continuaron mostrando una tendencia en el mismo sentido especialmente durante el primer trimestre de 2014. En el segundo trimestre del año, las tasas de interés mostraron una paulatina reducción, mientras que a lo largo del segundo semestre del año, las tasas de interés aplicadas sobre los préstamos al sector privado mostraron leves oscilaciones, finalizando el año en niveles similares o muy levemente superiores a los observados a finales de 2013, dependiendo la línea de préstamos que se observe. Cabe destacar que los préstamos en pesos al sector privado presentaron un crecimiento acumulado del orden del 20% en los últimos doce meses.

El tipo de cambio peso/dólar había culminado el año 2013 en un valor de 6,52 pesos por dólar y se incrementó hasta llegar a 8,55 pesos por dólar al cierre del año 2014, resultando por lo tanto aproximadamente un 31,1% superior a la cotización observada a finales del 2013. Esta devaluación se produjo principalmente en el mes de enero de 2014 (aproximadamente un 23% durante dicho mes), habiéndose observado una relativa estabilidad en el mercado cambiario desde entonces y hasta el cierre del presente ejercicio.

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, la cotización del barril de crudo Brent alcanzó los US\$ 55,27 al cierre del mes de diciembre de 2014 (frente a los US\$ 109,95 al cierre de 2013), lo que representa una caída de 49,7%.

En este contexto, productores locales de crudo y refinadores han acordado reducir el precio local de comercialización del barril de petróleo en aproximadamente 7 dólares por barril, el cual se había mantenido estable a pesar de la baja en el precio internacional del crudo Brent ocurrida en meses recientes, como así también reducir el precio de venta al público de naftas y gasoil en aproximadamente 5% a partir del 1 de enero de 2015. Adicionalmente, el gobierno argentino ha impulsado recientemente una serie de medidas tendientes a sostener tanto la actividad como la producción de la industria petrolera. Dentro de las medidas mencionadas se encuentran la disminución en las alícuotas del impuesto a la transferencia de combustibles y el fondo hídrico de infraestructura, la disminución en las alícuotas de retención aplicables a la exportación de ciertos



productos de la industria petrolera, lo cual tiene un efecto positivo en los ingresos netos obtenidos por las empresas del sector.

Asimismo, el 3 de febrero de 2015 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la resolución N° 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, la cual crea el Programa de Estímulo a la Producción de Crudo consistente en una compensación económica a favor de las empresas beneficiarias, pagadera en pesos, por un monto equivalente de hasta tres dólares por barril, por la producción total de cada empresa que resulte beneficiaria, siempre y cuando su producción trimestral de crudo sea mayor o igual a la producción tenida por base para dicho programa. Se define como producción base a la producción total de petróleo crudo de las empresas beneficiarias correspondiente al cuarto trimestre de 2014, expresada en términos de barriles diarios. Aquellas empresas beneficiarias que, una vez abastecida la demanda de todas las refinerías habilitadas para operar en el país, destinen parte de su producción al mercado externo, podrán recibir una compensación económica adicional de dos o tres dólares por barril de petróleo crudo exportado, dependiendo del nivel de volumen de exportación alcanzado.

Cabe mencionar también que con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la ley N° 27.007, que modifica la ley de hidrocarburos N° 17.319. Los aspectos más relevantes de la nueva ley son los siguientes:

- Respecto de los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial. Asimismo, se modifica el proceso de reversión de áreas.
- Respecto de las concesiones, se prevén tres tipos de concesiones, de explotación convencional, de explotación no convencional, y de explotación en la plataforma continental y mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
- Se adecuaron los plazos de las concesiones de transporte de hidrocarburos a los plazos para las concesiones de explotación.
- En materia de regalías, se establece un máximo de un 12% pudiendo llegar a un 18% en el caso de prórrogas otorgadas, en los cuales la ley también establece el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.
- Se establece la extensión al régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto 929/2013) para los proyectos que representen una inversión directa en moneda extranjera no menor a US\$ 250 millones.
- Se establece la reversión y transferencia de los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costas afuera nacionales respecto de las cuales no existan contratos de asociación suscritos con ENARSA a la Secretaría de Energía de la Nación.

Como es de conocimiento público, tras el rechazo del 16 de junio del recurso presentado por la República Argentina ante la Corte Suprema de Justicia de Estados Unidos, el Juez de Distrito Sur



de New York que interviene en la causa NML CAP. LTD., ET AL, Vs. REPUBLIC OF THE ARGENTINA, levantó el "stay" que suspendía la ejecución de la orden pari passu oportunamente dispuesta por él.

El 26 de junio de 2014 la Argentina procedió a depositar el monto aplicable al pago de los servicios de capital e intereses correspondientes a los tenedores de bonos bajo ley extranjera, que adhirieron voluntariamente al canje de deuda del período 2005-2010, por el equivalente a US\$ 832 millones, de los cuales US\$ 539 millones fueron depositados en cuentas del Banco New York Mellon (BONY), en el Banco Central de la República Argentina (BCRA), y cuyo vencimiento operaba el 30 de junio de 2014. En este mismo día, el juez Griesa rechazó reponer el "stay" solicitado el 23 de junio de 2014.

El día 27 de junio de 2014, en una audiencia llevada a cabo en la Corte de Distrito Sur de Nueva York, el Juez de la causa dispuso que los fondos antes mencionados no debían ser girados por el banco a los tenedores de deuda reestructurada sin que exista previamente un acuerdo con los holdouts. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, las partes no han arribado a un acuerdo y el BONY no ha girado los fondos depositados por la República Argentina a los tenedores de bonos bajo ley extranjera invocando lo resuelto por el Juez de Distrito. La República Argentina ha alegado que ha cumplido con su obligación para con los bonistas reestructurados mediante dicho depósito, debiendo el fiduciario hacer entrega de ese dinero a sus beneficiarios.

El 11 de septiembre de 2014 la República Argentina promulgó la Ley 26.984 de Pago Soberano, que contempla diversos mecanismos a fin de posibilitar el pago al 100% de los acreedores en las condiciones de los canjes 2005 y 2010, autorizando con ese propósito, entre otras cuestiones, al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas a cambiar el agente fiduciario y a instrumentar un canje voluntario de los títulos actuales por nuevos títulos, con idénticas condiciones financieras, pero regidos por legislación y jurisdicción locales o francesas, a elección del bonista.

El 29 de septiembre de 2014 el Juez de Distrito declaró a la República Argentina en desacato civil, pero no impuso sanciones al país. El 3 de octubre de 2014 el Juez de Distrito ordenó a la República Argentina que reestablezca al Bank of New York Mellon como fiduciario, remueva a Nación Fideicomisos como agente de pago de la deuda y dé cumplimiento a lo establecido en su orden.

El 22 de octubre de 2014 la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito rechazó su competencia para tratar la apelación de la República Argentina respecto de la paralización de los fondos depositados en el Bank of New York Mellon.

El 27 de octubre de 2014 el Juez de Distrito rechazó el pedido de embargo de los fondos abonados por la República Argentina y paralizados en el Bank of New York Mellon.

A solicitud de Citibank, en la medida que se han dado vencimientos de títulos emitidos en dólares bajo legislación argentina, el Juez de Distrito ha autorizado su pago, difiriendo una decisión definitiva sobre esta cuestión. El Juez de Distrito ha fijado una nueva audiencia para el día 3 de marzo de 2015 para tratar este asunto.



## 1.1. AÑO 2014 VS. AÑO 2013

### ➤ COMPARACIÓN DE RESULTADOS

A nivel operativo, en el año 2014 la producción total de hidrocarburos aumentó un 13,5% respecto al ejercicio anterior, alcanzando los 560 miles de boe/día, gracias a un incremento del 5,7% en la producción propia de YPF S.A. (considerando la incorporación de la mayor producción del área Puesto Hernández como consecuencia de la adquisición de una participación adicional del 38,45% en dicha área en enero del corriente año y la menor producción propia por la reducción de participación del 100% al 50% en el área Loma Campana a partir de 2014, fruto del Acuerdo de Proyecto de Inversión con Chevron) y a la incorporación de la producción del grupo YSUR, también resultado de una adquisición realizada en marzo del presente año, que representó 7,8 miles de boe/día de crudo, 0,8 miles de boe/día de NGL y 4,8 Mm3/día de gas natural.

La producción de gas natural alcanzó los 42,4 Mm3/día, siendo un 25,3% superior a la del año 2013, mientras que la producción de crudo aumentó un 5,3%, totalizando 245 mil bbl/día.

Por otra parte, en el mismo período los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 91%, un 4,6% superior al año pasado, evidenciando una importante recuperación en la capacidad de refinación luego del siniestro sufrido en la Refinería La Plata el 2 de abril de 2013, con una mayor producción de Gas Oil en un 1%, de Naftas en un 1% y de Fuel Oil en un 25%.

Los ingresos ordinarios correspondientes al año 2014 fueron de \$ 141.942 millones, lo que representa un aumento del 57,5% en comparación con la suma de \$ 90.113 millones correspondiente al año 2013. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron \$ 18.165 millones gracias a un incremento en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a un aumento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 0,8%;
- Las ventas de naftas aumentaron \$ 11.325 millones gracias a un incremento en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 3,9%;
- Las ventas de fuel oil se incrementaron en \$ 3.777 millones debido a un aumento en el precio promedio obtenido y a un incremento del 33,4% en los volúmenes comercializados durante el año 2014, acorde al aumento de la producción mencionado anteriormente, los cuales fueron destinados fundamentalmente al mercado de generación de electricidad en el país;
- Las ventas de gas natural en el mercado doméstico se incrementaron en \$ 8.317 millones como consecuencia de un aumento de aproximadamente un 21,7% en el volumen comercializado fundamentalmente en el segmento de usinas, impulsados por la mayor producción del período y considerando también la inclusión de las ventas de gas natural del grupo de sociedades YSUR, las cuales representaron aproximadamente



\$ 1.476 millones y las mayores ventas de gas natural de YPF Energía Eléctrica por aproximadamente \$ 84 millones. Asimismo, se evidenció un incremento en el precio promedio del 57,4% en pesos (un 6% en dólares), principalmente por la mejora en el precio recibido dada la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental.

El costo de ventas del año 2014 fue de \$ 104.492 millones, en comparación con los \$ 68.094 millones en el año 2013, lo que representa un aumento del 53,5%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

#### *Compras*

- Mayores importaciones de gas oil y naftas por un valor de \$ 2.745 millones, principalmente como consecuencia de haber sido efectuadas a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al año 2013, habiéndose mantenido estables los volúmenes importados de gas oil y con un leve incremento en el caso de las naftas;
- Incremento neto de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 2.267 millones. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 55,3%, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio, habiendo aumentado aproximadamente un 5% si se lo mide en dólares. En cuanto a los volúmenes, se observó una disminución de 527 mil m<sup>3</sup> debido a que en el ejercicio 2013 se habían realizado compras especiales de crudo pesado durante el primer trimestre para cubrir una mayor producción de fuel oil destinado al mercado eléctrico y debido a la incorporación de la producción de crudos del grupo YSUR;
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 2.799 millones con un incremento del 38% en el precio del FAME y del 50% en el precio del bioetanol, mientras que los volúmenes comprados de FAME y de bioetanol se incrementaron en un 5% y 49%, respectivamente;
- Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata que se mencionó anteriormente, en el presente año se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente \$ 2.041 millones como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras. En relación con este acontecimiento en 2013 se había registrado una ganancia de \$ 1.479 millones en el rubro "Otros Ingresos (egresos), netos", en concepto de resarcimiento por daño material y de \$ 477 millones en concepto de lucro cesante, el cual se expone como menor costo por compras, con similar criterio al utilizado en 2014.





#### *Otros costos de producción*

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso expresadas en pesos en aproximadamente \$ 8.435 millones debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos, a la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, a un incremento en los volúmenes producidos y a la incorporación de las depreciaciones de los activos del Grupo YSUR.
- 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 y en las mayores tarifas en los servicios como consecuencia del incremento general de precios con respecto al ejercicio anterior, todo lo que representó aproximadamente \$ 6.201 millones, fundamentalmente en Upstream donde la Sociedad ha logrado incrementar la producción de crudo y de gas natural, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad y considerando a su vez, la incorporación de las sociedades del grupo Yacimientos del Sur (YSUR), adquiridas al grupo Apache en Argentina;
- Mayores regalías por \$ 3.617 millones, de los cuales \$ 2.586 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo de YPF S.A., \$ 543 millones a regalías sobre la producción de gas natural de YPF S.A. y \$ 460 millones y \$ 28 millones a regalías sobre la producción de petróleo crudo y gas natural del grupo de sociedades YSUR y de YPF Energía Eléctrica S.A., respectivamente. Estos aumentos se originaron debido a los mayores volúmenes producidos en ambos productos (mencionados en el párrafo anterior) y a los mayores precios en pesos de los productos en boca de pozo. Estos incrementos de precios se originan fundamentalmente por la devaluación del 48% del peso frente al dólar comparando los tipos de cambio promedios de ambos períodos anuales;
- 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 \$ 1.644 millones;
- Incrementos en los cargos provisionados para futuros trabajos de remediaciones medioambientales por aproximadamente \$ 205 millones;
- La consolidación de las sociedades del grupo YSUR implicó un incremento de otros costos de producción, no mencionados en los párrafos precedentes, de aproximadamente \$ 323 millones en el año 2014;

Los gastos de administración correspondientes al año 2014 ascendieron a \$ 4.530 millones, presentando un aumento de \$ 1.844 millones (68,7%) frente a los registrados durante el año anterior debido fundamentalmente mayores costos en contrataciones de servicios informáticos, a incrementos en los cargos por publicidad institucional y propaganda así como también a mayores gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2014, como así también por la incorporación al proceso de consolidación de MetroGAS S.A. a partir de mayo de 2013 y de las sociedades adquiridas del Grupo YSUR, según se menciona en Nota 13 a los Estados Contables consolidados.

Los gastos de comercialización en el año 2014 ascendieron a \$ 10.114 millones, presentando un incremento de \$ 2.543 millones comparados con el año 2013, lo que representa un incremento



del 33,6%, motivado fundamentalmente por mayores cargos del impuesto a los créditos y débitos bancarios, como así también por 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 y comercializados, y en menor medida a mayores cargos por campañas publicitarias.

Los gastos de exploración ascendieron a \$ 2.034 millones, lo que representó un incremento neto de aproximadamente \$ 1.205 millones en el año 2014 con respecto a igual período de 2013. Esta variación se debió principalmente al marcado incremento de la actividad exploratoria desarrollada en el país. Las altas de activos exploratorios en el año 2014 ascendieron a \$ 2.259 millones, mostrando un crecimiento de aproximadamente un 148% con respecto al año anterior, y habiéndose mantenido la tasa de éxito exploratorio en sus valores habituales.

Los otros (egresos) ingresos, netos del año 2014 fueron negativos en \$ 1.030 millones, en comparación con los \$ 227 millones positivos del año 2013. El ejercicio 2014 incluye una provisión de aproximadamente \$ 1.227 millones, registrada por la sociedad Maxus Energy Corporation, subsidiaria de YPF Holdings, vinculada a reclamos de terceros basados en supuestas antiguas responsabilidades contractuales y que esta subsidiaria objetará oportunamente (ver Nota 3 a los Estados Contables Consolidados). Este efecto fue parcialmente compensado por el ingreso obtenido por la venta a Sinopec del 30% de la participación en la extensión de la concesión del área La Ventana en la provincia de Mendoza por aproximadamente \$ 369 millones y por el ingreso obtenido por la cesión de activos a Pluspetrol (principalmente Cerro Arena) por aproximadamente \$ 188 millones. En el año 2013 se había registrado un ingreso de \$ 1.479 millones correspondientes al devengamiento del seguro por daño material de la Unidad de Coke A y de la Unidad de Topping C de la Refinería La Plata, ambas afectadas por el siniestro del 2 de abril de 2013 mencionado anteriormente, el que fue compensado parcialmente por cargos registrados en el segundo trimestre de 2013 vinculados a los reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguaiana Empreidimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur (TGM), en base al laudo parcial emitido por el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en el año 2014 alcance los \$ 19.742 millones, en comparación con los \$ 11.160 millones correspondientes al año 2013, lo que representa un aumento de \$ 8.582 millones.

Los resultados financieros correspondientes al año 2014 fueron positivos en \$ 1.772 millones, en comparación con los \$ 2.835 millones positivos del año 2013. En este orden, el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la mayor depreciación del peso observada durante el año 2014 fue más que compensado con los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante el presente ejercicio. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el año 2013 fue de \$ 16.767 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el año 2014 fue de \$ 30.362 millones, importes que expresados en dólares equivalían a US\$ 3.073 millones y US\$ 3.760 millones, respectivamente.



El cargo por impuesto a las ganancias en el año 2014 alcanzó los \$ 13.223 millones, aproximadamente \$ 3.954 millones superior al cargo correspondiente al año 2013 el cual alcanzó los \$ 9.269 millones. El mencionado incremento tiene su origen en un mayor cargo de impuesto corriente a pagar por \$ 4.479 millones, por los mayores resultados obtenidos según se menciona anteriormente y en una disminución del impuesto diferido por \$ 525 millones.

La utilidad neta correspondiente al año 2014 fue de \$ 8.849 millones, en comparación con \$ 5.079 millones para el año 2013, lo que representa un aumento aproximado del 74,2%, producto de los efectos mencionados en los párrafos precedentes.

Los otros resultados integrales de 2014 ascendieron a \$ 16.276 millones, comparados con \$ 12.031 millones del año 2013, 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 del año 2014 fue de \$ 25.125 millones, en comparación con \$ 17.110 millones para 2013, lo que representa un incremento aproximado del 46,8%.

#### ➤ LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el año 2014, la generación de caja operativa alcanzó los \$ 46.154 millones, un 120,2% mayor a la del año anterior. Este incremento de \$ 25.190 millones se produjo principalmente por el crecimiento del EBITDA de \$ 18.305 millones y por una mayor reducción del capital de trabajo, en la cual merece destacarse la cobranza de \$ 1.689 millones en concepto de seguro por pérdida de beneficios, relacionado con el siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013.

A su vez, a través de sus actividades de financiación, en 2014 la Sociedad obtuvo una generación neta de fondos de \$ 10.628 millones, proveniente de una mayor toma y refinanciación de vencimientos de deuda, principalmente mediante la emisión de obligaciones negociables en el mercado local e internacional, de la cual \$ 5.059 millones fueron destinados a pago de intereses y \$ 464 a pago de dividendos. En esta línea cabe destacar la emisión de US\$ 1.000 millones a 10 años de plazo colocada en el mercado internacional en abril de 2014, que ha sido la más grande realizada por una compañía argentina en toda la historia. Asimismo, debe tenerse en consideración la erogación por la recompra de acciones propias por \$ 200 millones. En 2013, la generación neta de fondos proveniente de la toma y refinanciación de vencimientos de deuda había ascendido a \$ 10.025 millones, habiéndose destinado \$ 2.720 millones a pago de intereses, \$ 326 millones a pago de dividendos y \$ 120 millones a la recompra de acciones propias.

La mayor generación de caja operativa, así como también el mayor endeudamiento neto de la Sociedad, fueron destinados al flujo de efectivo de las actividades de inversión, el cual alcanzó un total de \$ 53.405 millones durante el año 2014, presentando un incremento de \$ 31.204 millones en comparación con el ejercicio anterior, lo que representó un aumento aproximado del 140,6%. Este incremento se explica, por una parte, por las mayores adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles, considerando asimismo los aportes de capital en inversiones en sociedades, por un total de \$ 29.731 millones, incluyendo las adquisiciones del grupo de sociedades YSUR y



de las participaciones adicionales en las áreas Puesto Hernández, Lajas, La Amarga Chica y Bajada de Añelo. Por otra parte, también se produjo un menor ingreso por venta de bienes de uso y activos intangibles por \$ 3.291 millones, considerando en 2014 los ingresos por la venta de activos a Pluspetrol y por las ventas parciales de las extensiones de concesiones en las áreas La Ventana y Magallanes, mientras que en 2013 se consideraba el ingreso proveniente del acuerdo de inversiones con Chevron en el área Loma Campana. Cabe mencionar también la cobranza en 2014 de \$ 1.818 millones en concepto de seguro por daño material, relacionado con el siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013.

La generación de recursos previamente explicada, deviene en una adecuada situación de liquidez al 31 de diciembre de 2014, con un total de \$ 9.758 millones de pesos en efectivo y equivalentes al mismo, alcanzando un ratio de liquidez de 0,79. Asimismo, la deuda financiera de la Sociedad alcanzó los \$ 49.305 millones de pesos, siendo exigible en el corto plazo sólo un 27% del total.

## 1.2. CUARTO TRIMESTRE 2014 VS. CUARTO TRIMESTRE 2013

### ➤ COMPARACIÓN DE RESULTADOS

#### - La Sociedad

A nivel operativo, en el cuarto trimestre de 2014 la producción total de hidrocarburos aumentó un 12,7% respecto igual período del ejercicio anterior, alcanzando los 583 miles de boe/día, gracias a un incremento del 3,7% en la producción propia de YPF S.A. (considerando la incorporación de la mayor producción del área Puesto Hernández como consecuencia de la adquisición de la participación del 38,45% de Petrobras en dicha área en enero del corriente año y la menor producción propia por la reducción de participación del 100% al 50% en el área Loma Campana a partir de 2014, fruto del Acuerdo de Proyecto de Inversión con Chevron) y a la incorporación de la producción del grupo YSUR que representó 9,4 miles de boe/día de crudo, 1,8 miles de boe/día de NGL y 5,6 Mm<sup>3</sup>/día de gas natural.

La producción de gas natural alcanzó los 43,7 Mm<sup>3</sup>/día, siendo un 23,3% superior a la del mismo período de 2013, mientras que la producción de crudo aumentó un 4,4%, totalizando 250 mil bbl/día.

Por otra parte, en el mismo período los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 92,5%, un 3,1% superior al mismo trimestre del año pasado, con una mayor producción de Gas Oil en un 1% y de Fuel Oil en un 9% y una disminución en la producción de Naftas en un 1%.

Los ingresos ordinarios correspondientes al cuarto trimestre de 2014 fueron de \$ 37.739 millones, lo que representa un aumento del 49,2% en comparación con la suma de \$ 25.294 millones correspondiente al mismo período de 2013. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron \$ 4.494 millones gracias a un incremento en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y similares volúmenes comercializados;



- Las ventas de naftas aumentaron \$ 2.823 millones gracias a un incremento en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 0,4%;
- Las ventas de fuel oil se incrementaron en \$ 736 millones debido a un aumento en el precio promedio obtenido y un aumento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 17,2%, principalmente en el mercado local durante el cuarto trimestre de 2014, ya que en el mercado externo se registró una leve disminución;
- Las ventas de gas natural en el mercado doméstico se incrementaron en \$ 2.357 millones como consecuencia de un aumento de aproximadamente un 31,3% en el volumen comercializado fundamentalmente en los segmentos de usinas y distribuidoras, impulsados por la mayor producción del período y considerando también la inclusión de las ventas de gas natural del grupo de sociedades YSUR, las cuales representaron aproximadamente \$ 554 millones en el cuarto trimestre de 2014, y el incremento de las ventas de gas natural de YPF Energía Eléctrica por aproximadamente \$ 45 millones. Asimismo, se evidenció un incremento en el precio promedio del 44,7% en pesos (un 3,5% en dólares) por la mejora en el precio recibido principalmente debido a la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental.
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos, se registran mayores ingresos por \$ 446 millones, principalmente en el mercado interno, donde se comercializaron mayores volúmenes de metanol y productos aromáticos.
- Se registraron también mayores ventas locales de aerokerosene, GLP, aceites y bases lubricantes, asfaltos y carbón residual por aproximadamente \$ 821 millones, debido principalmente al incremento de los precios promedio obtenidos por estos productos.

El costo de ventas en el cuarto trimestre de 2014 fue de \$ 29.684 millones, en comparación con los \$ 19.708 millones en el cuarto trimestre de 2013, lo que representa un aumento del 50,6%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

#### *Compras*

- Incremento neto de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 389 millones. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 44%, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio, habiendo aumentado aproximadamente un 3% si se lo mide en dólares. En cuanto a los volúmenes, se observó una disminución de 176 mil m<sup>3</sup> debido principalmente al incremento de la producción propia y a la incorporación de la producción de YSUR mencionado anteriormente;
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 901 millones con un incremento del 40% en el precio del FAME y del 46% en el precio del bioetanol, mientras que los volúmenes comprados de FAME y de bioetanol se incrementaron en un 13% y 53%, respectivamente;
- Mayores importaciones de gas oil y naftas por un valor neto de \$ 292 millones, especialmente Eurodiesel y Nafta Premium, principalmente como consecuencia de haber sido efectuadas a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al año 2013, con aumentos de \$ 521 millones y \$ 228 millones



respectivamente, compensados parcialmente por menores importaciones de gas oil Ultradiesel por \$ 457 millones;

- Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata que se mencionó anteriormente, en el presente trimestre se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente \$ 409 millones como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras. De manera similar, en el cuarto trimestre de 2013, se había registrado un importe de \$ 477 millones por este concepto.

#### *Otros costos de producción*

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso expresados en pesos en aproximadamente \$ 2.772 millones debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos, a la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, a un incremento en los volúmenes producidos y a la incorporación de las depreciaciones de los activos del Grupo YSUR;
- 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 y en las mayores tarifas en los servicios como consecuencia del incremento general de precios con respecto al mismo período del ejercicio anterior, todo lo que representó aproximadamente \$ 1.465 millones, fundamentalmente en Upstream donde la Sociedad ha logrado incrementar la producción de crudo y gas natural, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad y considerando a su vez, la incorporación de las sociedades del grupo Yacimientos del Sur (YSUR), adquiridas al grupo Apache en Argentina;
- Mayores regalías por \$ 1.021 millones, de los cuales \$ 669 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo de YPF S.A., \$ 200 millones a regalías sobre la producción de gas natural de YPF S.A. y \$ 150 millones y \$ 2 millones a regalías sobre la producción de petróleo crudo y gas natural del grupo de sociedades YSUR y de YPF Energía Eléctrica, respectivamente. Estos aumentos se originaron debido a los mayores volúmenes producidos en ambos productos (mencionados en el párrafo anterior) y a los mayores precios en pesos de los productos en boca de pozo. Dichos incrementos de precios se originan fundamentalmente por la devaluación del 40% del peso frente al dólar comparando los tipos de cambio promedios de ambos períodos trimestrales;
- 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 \$ 516 millones;
- Menores cargos provisionados en el cuarto trimestre para futuros trabajos de remediaciones medioambientales por aproximadamente \$ 225 millones;
- La consolidación de las sociedades del grupo YSUR implicó un incremento de otros costos de producción, no mencionados en los párrafos precedentes, de aproximadamente \$ 77 millones en el cuarto trimestre de 2014;



Los gastos de administración correspondientes al cuarto trimestre de 2014 ascendieron a \$ 1.414 millones, presentando un aumento de \$ 617 millones (77,4%) frente a los registrados durante el mismo período del año anterior, fundamentalmente debido a al aumento en los cargos por publicidad institucional y propaganda, incrementos en los gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2014 como así también por la incorporación al proceso de consolidación de las sociedades del grupo YSUR y en menor medida a los mayores costos en contrataciones de servicios informáticos.

Los gastos de comercialización en el cuarto trimestre de 2014 ascendieron a \$ 2.827 millones, presentando un incremento de \$ 811 millones comparados con el mismo período de 2013, lo que representa un incremento del 40,2%, motivado fundamentalmente por 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 y comercializados, como así también por mayores cargos del impuesto a los créditos y débitos bancarios y por publicidad y actividades promocionales, y en menor medida por mayores retenciones a las exportaciones, debido principalmente al aumento en el tipo de cambio, dado que el monto retenido en dólares en el cuarto trimestre de 2014 es inferior al del mismo período de 2013.

Los gastos de exploración ascendieron a \$ 804 millones, lo que representó un incremento neto de aproximadamente \$ 500 millones en el cuarto trimestre de 2014 con respecto a igual período de 2013. Esta variación se debió principalmente al marcado incremento de la actividad exploratoria desarrollada en el país. Las altas de activos exploratorios en el cuarto trimestre del año 2014 ascendieron a \$ 807 millones, mostrando un crecimiento de aproximadamente un 104% con respecto al año anterior, y habiéndose mantenido la tasa de éxito exploratorio en sus valores habituales.

Los otros (egresos) ingresos, netos fueron negativos en \$ 1.646 millones, en comparación con los \$ 1.351 millones positivos de igual período de 2013. En el ejercicio 2014 se registró una provisión de aproximadamente \$ 1.227 millones en la sociedad Maxus Energy Corporation, sociedad subsidiaria de YPF Holdings, vinculada a reclamos de terceros basados en supuestas antiguas responsabilidades contractuales y que esta subsidiaria objetará oportunamente (ver Nota 3 a los Estados Contables Consolidados). A su vez, en el año 2013 se había registrado un ingreso de \$ 1.479 millones correspondientes al devengamiento del seguro por daño material de la Unidad de Coke A y de la Unidad de Topping C de la Refinería La Plata, ambas afectadas por el siniestro del 2 de abril de 2013 mencionado anteriormente.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en el cuarto trimestre de 2014 alcance los \$ 1.364 millones, en comparación con los \$ 3.820 millones correspondientes al mismo período del año 2013, lo que representa una disminución de \$ 2.456 millones, básicamente generada por la combinación de los efectos no recurrentes comentados en la línea de otros (egresos) ingresos. Si se ajustara la utilidad operativa por el efecto de dichos cargos no recurrentes, ésta hubiera sido mayor a la del mismo período del año anterior en \$ 250 millones.

Los resultados financieros correspondientes al cuarto trimestre del año 2014 fueron negativos en \$ 1.676 millones, en comparación con los \$ 1.869 millones positivos correspondientes al mismo período del año 2013. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva



sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la menor depreciación del peso observada durante el cuarto trimestre de 2014 respecto del mismo período de 2013. A su vez, se registraron mayores resultados financieros negativos producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante el presente período de 2014. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el cuarto trimestre de 2013 fue de \$ 20.176 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el mismo período de 2014 fue de \$ 36.396 millones, importes que expresados en dólares equivalían a US\$ 3.624 millones y US\$ 4.412 millones, respectivamente.

El cargo positivo por impuesto a las ganancias en el cuarto trimestre del año 2014 alcanzó los \$ 1.115 millones, en comparación con el cargo negativo de \$ 4.087 millones correspondientes al cuarto trimestre del año 2013. Esta diferencia tiene su origen principalmente en la variación positiva del impuesto diferido por \$ 6.761 millones, debido a que el pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso generado en el cuarto trimestre de 2014 fue sustancialmente menor al de igual período de 2013, teniendo en cuenta la moneda en que se valúan los activos y pasivos no monetarios de la Sociedad y la menor devaluación registrada en el presente período de 2014, compensado parcialmente por un mayor cargo de impuesto corriente a pagar por \$ 1.559 millones.

La utilidad neta correspondiente al cuarto trimestre del año 2014 fue de \$ 1.300 millones, en comparación con \$ 1.878 millones para el cuarto trimestre del año 2013, lo que representa una disminución aproximada del 30,8%, producto de los efectos mencionados en los párrafos precedentes.

Los otros resultados integrales en el cuarto trimestre de 2014 ascendieron a \$ 1.117 millones, comparados con \$ 5.661 millones en igual período de 2013, motivado fundamentalmente por la menor apreciación 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 2014 fue de \$ 2.417 millones, en comparación con \$ 7.539 millones para el cuarto trimestre del año 2013.

- Los Segmentos de Negocio

❖ **Exploración y Producción**

En el cuarto trimestre de 2014, el segmento de Exploración y Producción tuvo un resultado operativo de \$ 1.572 millones, lo que representa una disminución del 9,1% aproximadamente, frente a la utilidad de \$ 1.729 millones correspondiente al cuarto trimestre del año 2013.

Los ingresos netos de crudo y gas natural se incrementaron durante el cuarto trimestre de 2014 un 55,7% con relación al mismo período del año anterior, alcanzando los \$ 19.736 millones. Este incremento se produce gracias a los siguientes factores:

- En lo que respecta a la producción de petróleo, la producción total de YPF S.A. se incrementó en un 0,5%, a lo cual debe adicionarse en el presente período de 2014, la producción incorporada proveniente de YSUR por aproximadamente 9,4 miles de





barriles diarios, lo que conforma un 4,4% de incremento total. En cuanto a la comercialización de petróleo, se produjo una disminución del volumen transferido entre el segmento de Exploración y Producción y el segmento de Downstream del 1,3% (aproximadamente 42 mil m<sup>3</sup>) y una disminución de 19 mil m<sup>3</sup> en los volúmenes de petróleo crudo vendidos a terceros, principalmente en el mercado local. El precio intersegmento del petróleo medido en dólares correspondiente al cuarto trimestre de 2014 aumentó un 2% y representó un aumento aproximado de 43% medido en pesos, atento a la depreciación del peso frente al dólar.

- En términos de gas natural, la producción del cuarto trimestre de 2014 de YPF S.A. alcanzó los 38,0 Mm3/día, lo cual representa un incremento de aproximadamente 7,4% frente al mismo trimestre del año anterior, a lo cual debe adicionarse en el presente período de 2014, la producción incorporada proveniente de YSUR por aproximadamente 5,6 Mm3/día. Excepto por la porción proveniente del grupo YSUR, que es comercializada directamente a terceros por esta compañía, 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, por la producción incremental correspondiente a YPF S.A. e YSUR.

En materia de los costos totales de producción se observó en el cuarto trimestre de 2014 un incremento del 63,2%, alcanzando los \$ 17.361 millones. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente \$ 2.614 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 2013 y 2014, como así también debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y a los mayores volúmenes producidos;
- Incrementos en los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad de aproximadamente \$ 1.483 millones. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, con el resultado ya comentado sobre los incrementos 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 como consecuencia del incremento general de precios;
- Mayores regalías por \$ 1.021 millones, de los cuales \$ 669 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo de YPF S.A., \$ 200 millones a regalías sobre la producción de gas natural de YPF S.A. y \$ 150 millones y \$ 2 millones a regalías sobre la producción de petróleo crudo y gas natural del grupo de sociedades YSUR y de YPF Energía Eléctrica, respectivamente. Estos aumentos se originaron debido a los mayores volúmenes producidos en ambos productos y al aumento en los precios en pesos de los productos en boca de pozo. Dichos incrementos se originan fundamentalmente por la devaluación del 40% del peso frente al dólar comparando los tipos de cambio promedios de ambos períodos trimestrales.



Los gastos de exploración ascendieron a \$ 804 millones, lo que representó un incremento neto de aproximadamente \$ 500 millones en el cuarto trimestre de 2014 con respecto a igual período de 2013. Esta variación se debió principalmente al marcado incremento de la actividad exploratoria desarrollada en el país. Las altas de activos exploratorios en el cuarto trimestre del año 2014 ascendieron a \$ 807 millones, mostrando un crecimiento de aproximadamente un 104% con respecto al año anterior, y habiéndose mantenido la tasa de éxito exploratorio en sus valores habituales.

#### ❖ **Downstream**

En el cuarto trimestre de 2014, el segmento de Downstream, el cual agrupa tanto las actividades de refino, marketing, logística, química, generación de electricidad y distribución de gas natural, registró un resultado operativo de \$ 1.740 millones en comparación con los \$ 2.767 millones registrados en igual período del año anterior. Entre los diferentes aspectos, favorables y desfavorables, que afectaron los resultados, se destacan los siguientes:

- Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata que se mencionó anteriormente, en el presente trimestre se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente \$ 409 millones como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras. En el cuarto trimestre de 2013 se había registrado un ingreso de \$ 1.479 millones correspondientes al devengamiento del seguro por daño material de la Unidad de Coke A y de la Unidad de Topping C de la Refinería La Plata, ambas afectadas por dicho siniestro y un ingreso de \$ 477 como resarcimiento por pérdida de beneficios.
- Durante el cuarto trimestre de 2014 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 296 mil barriles diarios de petróleo, situándose aproximadamente en un 3,1% por encima del nivel observado en el cuarto trimestre del año anterior. Este aumento se debió principalmente a tener una mayor disponibilidad de crudo liviano en el presente período.
- Incremento en los ingresos por ventas de gas oil, durante el cuarto trimestre de 2014 y comparado con igual período de 2013, por un monto neto positivo de aproximadamente \$ 4.494 millones, gracias a los incrementos en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y similares volúmenes comercializados;
- Incremento neto de las ventas de naftas, durante el cuarto trimestre de 2014, de aproximadamente \$ 2.823 millones gracias a un incremento en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 0,4%, respecto al mismo período en 2013;
- Las ventas de fuel oil se incrementaron en \$ 736 millones debido a un aumento en el precio promedio obtenido y por un aumento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 17%, principalmente en el mercado local durante el cuarto trimestre de 2014, ya que en el mercado externo se observó una leve disminución;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos se registran mayores ingresos por \$ 446 millones, principalmente en el mercado interno, donde se comercializaron mayores volúmenes de metanol y productos aromáticos, todos ellos con mejores precios, lo cual arrojó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 309 millones. En cuanto a las



exportaciones, se registraron mayores volúmenes de ciclohexano y menores volúmenes de solventes y metanol, aunque con mejores precios promedio en pesos en toda la canasta de productos, con un efecto neto positivo en los ingresos por ventas de aproximadamente \$ 137 millones;

- En términos de gas natural, se registraron mayores volúmenes y mejores precios promedios obtenidos por su comercialización, lo que originó un mayor fee de comercialización para este segmento de negocios;
- Mayores costos en las compras de petróleo crudo, a terceros y al segmento de Exploración y Producción por \$ 4.729 millones, lo cual se encuentra 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, compensado por los menores volúmenes de crudo transferidos desde el segmento de Exploración y Producción y de compras de petróleo crudo a otros productores que disminuyeron aproximadamente un 20% (en torno a los 176 mil m<sup>3</sup>) en el presente trimestre. El precio promedio de compra de petróleo crudo al segmento de Exploración y Producción, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 43% y de manera similar, el precio de compra a otros productores de petróleo crudo se incrementó aproximadamente un 44%;
- Mayores importaciones de gas oil y naftas por un valor neto de \$ 292 millones, especialmente Eurodiesel y Nafta Premium, principalmente como consecuencia de haber sido efectuadas a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al año 2013, con aumentos de \$ 521 millones y \$ 228 millones respectivamente, compensados parcialmente por menores importaciones de gas oil Ultradiesel por \$ 457 millones;
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 901 millones con un incremento del 40% en el precio del FAME y del 46% en el precio del bioetanol, mientras que los volúmenes comprados de FAME y de bioetanol se incrementaron en un 13% y 53%, respectivamente;
- En relación a los costos de producción, se observa durante el cuarto trimestre de 2014 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, todos los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de la economía y los incrementos salariales, todo lo cual fuera anteriormente comentado. Como consecuencia de todo esto, considerando que la masa de gastos se incrementó aproximadamente un 59% y considerando asimismo el mayor nivel de procesamiento en refinerías según se menciona anteriormente, el costo de refinación aumento en el cuarto trimestre de 2014 en aproximadamente un 54% en comparación con el mismo trimestre del año 2013. Se registraron asimismo menores cargos por provisión de futuras remediaciones medioambientales por \$ 192 millones, aproximadamente;



## ❖ **Administración Central y Otros**

En el cuarto trimestre de 2014 la pérdida operativa del segmento Administración Central y Otros ascendió a \$ 2.153 millones, frente a los \$ 441 millones correspondientes al mismo período del año anterior. Los resultados del segmento fueron afectados principalmente por una provisión de \$ 1.227 millones registrada por la sociedad Maxus Energy Corporation, subsidiaria de YPF Holdings, vinculada a reclamos de terceros basados en supuestas antiguas responsabilidades contractuales y que esta subsidiaria objetará oportunamente (ver Nota 3 a los Estados Contables Consolidados), y en menor medida por los mayores cargos por publicidad institucional y propaganda, por los mayores costos por incremento de salarios y cargas sociales y por los menores resultados obtenidos por nuestra sociedad controlada A-Evangelista.

### ➤ **LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL**

Durante el cuarto trimestre del año 2014, la generación de caja operativa alcanzó los \$ 9.760 millones, un 112,9% mayor a la del mismo período del año anterior. Este incremento de \$ 5.175 millones se produjo principalmente por una reducción del capital de trabajo y en menor medida por un incremento del EBITDA de \$ 924 millones.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, la Sociedad tuvo una disminución neta de fondos de \$ 4.531 millones durante el cuarto trimestre de 2014 y en comparación con el mismo período de 2013, generada por una menor toma y refinanciación de vencimientos de deuda por \$ 3.772 millones, por un mayor pago de intereses por \$ 759 millones y considerando la mayor erogación por la recompra de acciones propias por \$ 80 millones en comparación con el mismo trimestre del año 2013.

La mayor generación de caja operativa antes mencionada fue destinada al flujo de efectivo de las actividades de inversión, el cual alcanzó un total de \$ 14.503 millones durante el cuarto trimestre del año 2014, presentando un incremento de \$ 10.409 millones en comparación con el mismo período del año anterior, lo que representó un aumento aproximado del 254,3%. Este incremento se explica, por una parte, por las mayores adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles, por un total de \$ 5.407 millones. Por otra parte, también se produjo un menor ingreso por venta de bienes de uso y activos intangibles por \$ 5.002 millones, considerando en el cuarto trimestre de 2014 los ingresos por las ventas parciales de las extensiones de concesiones en las áreas La Ventana y Magallanes, mientras que en 2013 se consideraba el ingreso proveniente del acuerdo de inversiones con Chevron en el área Loma Campana.

La generación de recursos previamente explicada, deviene en una adecuada situación de liquidez al 31 de diciembre de 2014, con un total de \$ 9.758 millones de pesos en efectivo y equivalentes al mismo, alcanzando un ratio de liquidez de 0,79. Asimismo, la deuda financiera de la Sociedad alcanzó los \$ 49.305 millones de pesos, siendo exigible en el corto plazo sólo un 27% del total.



## 2. Síntesis de la Estructura Patrimonial (1)

Balances Generales Consolidados al 31 de Diciembre de 2014, 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
<b>Activo</b>				
Activo No Corriente	166.454	101.081	61.601	47.769
Activo Corriente	42.100	34.514	18.348	13.221
<b>Total del Activo</b>	<u>208.554</u>	<u>135.595</u>	<u>79.949</u>	<u>60.990</u>
<b>Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la controlante</b>	<u>72.630</u>	<u>48.016</u>	<u>31.260</u>	<u>23.420</u>
<b>Interés no controlante</b>	<u>151</u>	<u>224</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<u>72.781</u>	<u>48.240</u>	<u>31.260</u>	<u>23.420</u>
<b>Pasivo</b>				
Pasivo No Corriente	82.407	54.547	27.759	16.599
Pasivo Corriente	53.366	32.808	20.930	20.971
<b>Total del Pasivo</b>	<u>135.773</u>	<u>87.355</u>	<u>48.689</u>	<u>37.570</u>
<b>Total del Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<u>208.554</u>	<u>135.595</u>	<u>79.949</u>	<u>60.990</u>

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Capítulo III – Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación de los estados financieros – del Título IV – Régimen informativo periódico - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), en su Texto Ordenado 2013, 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 2012, 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 26 -FEBRERO-2015  
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 2014, 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
Ingresos Ordinarios	141.942	90.113	67.174	56.211
Costo de Ventas	<u>(104.492)</u>	<u>(68.094)</u>	<u>(50.267)</u>	<u>(41.143)</u>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>37.450</b>	<b>22.019</b>	<b>16.907</b>	<b>15.068</b>
Gastos de Comercialización	(10.114)	(7.571)	(5.662)	(5.438)
Gastos de Administración	(4.530)	(2.686)	(2.232)	(1.822)
Gastos de Exploración	(2.034)	(829)	(582)	(574)
Otros (egresos) ingresos, netos	<u>(1.030)</u>	<u>227</u>	<u>(528)</u>	<u>(46)</u>
<b>Utilidad Operativa</b>	<b>19.742</b>	<b>11.160</b>	<b>7.903</b>	<b>7.188</b>
Resultado de las inversiones en sociedades	558	353	114	685
Resultados Financieros	1.772	2.835	548	(287)
<b>Utilidad Neta antes de Impuesto a las Ganancias</b>	<b>22.072</b>	<b>14.348</b>	<b>8.565</b>	<b>7.586</b>
Impuesto a las Ganancias	(7.323)	(2.844)	(2.720)	(2.495)
Impuesto Diferido	<u>(5.900)</u>	<u>(6.425)</u>	<u>(1.943)</u>	<u>(646)</u>
<b>Utilidad Neta del ejercicio</b>	<b>8.849</b>	<b>5.079</b>	<b>3.902</b>	<b>4.445</b>
<b>Otros resultados integrales consolidados</b>	<b>16.276</b>	<b>12.031</b>	<b>4.241</b>	<b>1.852</b>
<b>Resultado integral consolidado total del ejercicio</b>	<b>25.125</b>	<b>17.110</b>	<b>8.143</b>	<b>6.297</b>

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Capítulo III – Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación de los estados financieros – del Título IV – Régimen informativo periódico - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), en su Texto Ordenado 2013, 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 2012, 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 26 -FEBRERO-2015  
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 2014, 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades Operativas</b>	<u>46.154</u>	<u>20.964</u>	<u>17.301</u>	<u>12.686</u>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión</b>	<u>(53.405)</u>	<u>(22.201)</u>	<u>(16.403)</u>	<u>(12.158)</u>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación</b>	<u>4.986</u>	<u>6.979</u>	<u>2.654</u>	<u>(1.844)</u>
<b>Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes</b>	<u>1.310</u>	<u>224</u>	<u>83</u>	<u>102</u>
<b>Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes</b>	<u><b>(955)</b></u>	<u><b>5.966</b></u>	<u><b>3.635</b></u>	<u><b>(1.214)</b></u>
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.713	4.747	1.112	2.326
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio	<u>9.758</u>	<u>10.713</u>	<u>4.747</u>	<u>1.112</u>
<b>Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes</b>	<u><b>(955)</b></u>	<u><b>5.966</b></u>	<u><b>3.635</b></u>	<u><b>(1.214)</b></u>

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Capítulo III – Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación de los estados financieros – del Título IV – Régimen informativo periódico - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), en su Texto Ordenado 2013, 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 2012, 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 26 -FEBRERO-2015  
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 2014	Ene/ Dic 2013	Ene/ Dic 2012	Ene/ Dic 2011	Ene/ Dic 2010
<b>Producciones</b>						
Crudo (incluye GNL) (1)	mbd	294	280	275	273	293
Gas natural (1)	Mpcd	1.496	1.196	1.179	1.208	1.346
<b>Refinación</b>						
Crudo procesado	bd	290.449	277.707	288.189	284.459	297.717
<b>Ventas a terceros</b>						
Crudo	mbd	11	15	6	7	8
Gas natural	Mpcd	1.313	1.078	1.182	1.189	1.260
<b>Subproductos Vendidos</b>						
Motonaftas	bd	81.385	78.318	70.938	66.918	60.875
Gas Oil	bd	141.940	140.807	139.211	148.682	140.272
JP1 y Kerosén	bd	16.735	16.451	16.662	16.580	17.015
Fuel Oil	bd	31.018	23.271	22.831	15.077	24.068
GLP	bd	19.763	18.771	17.906	20.168	20.838
Otros (2)	bd	73.633	68.740	74.432	78.835	72.676
<b>TOTAL</b>	<b>bd</b>	<b>364.474</b>	<b>346.358</b>	<b>341.980</b>	<b>346.260</b>	<b>335.744</b>
<b>Crudo Vendido</b>						
En el mercado local	mbd	8	7	5	6	6
En el exterior	mbd	3	8	1	1	2
<b>Subproductos Vendidos</b>						
En el mercado local	mbd	317	301	306	304	285
En el exterior	mbd	47	45	36	42	51
<b>TOTAL CRUDO Y SUBPRODUCTOS VENDIDOS</b>	<b>mbd</b>	<b>375</b>	<b>361</b>	<b>348</b>	<b>353</b>	<b>344</b>
<b>Generación de electricidad (YPF Energía Eléctrica)</b>						
Complejo Tucumán (3)	m Mw/h	5.203	1.626	-	-	-

- (1) En 2014 incluye aproximadamente 9 mbd de crudo y GNL y 167 Mpcd de gas natural producidos por YSUR.
- (2) Incluye principalmente: carbón de petróleo, petroquímicos, nafta virgen, propileno, lubricantes y derivados.
- (3) YPF Energía Eléctrica S.A. comenzó sus actividades el 1° de agosto de 2013.





## 6. Índices (1)

	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
Liquidez corriente (Activo Corriente sobre Pasivo Corriente)	0,789	1,052	0,877	0,630
Solvencia (Patrimonio Neto sobre Pasivo Total)	0,536	0,552	0,642	0,623
Inmovilizado del Capital (Activo no corriente sobre Activo Total)	0,798	0,745	0,771	0,783
Rentabilidad (Utilidad Neta sobre Patrimonio neto promedio)	0,146	0,128	0,143	0,193

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Capítulo III – Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación de los estados financieros – del Título IV – Régimen informativo periódico - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), en su Texto Ordenado 2013, 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 2012, 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 26 -FEBRERO-2015  
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

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 ha enfrentado 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.

En este sentido, YPF se ha propuesto reafirmar el compromiso de crear un nuevo modelo de compañía en la Argentina que alinea los objetivos de la compañía con los del país, donde YPF se constituya en el líder de la industria que contribuya a revertir el desbalance energético nacional y a lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos en el largo plazo.

La estrategia de la Sociedad 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: 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) la explotación de 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 y actualizar nuestras refinerías.

El acuerdo logrado recientemente entre productores y refinadores, junto con las medidas de reducción de impuestos y otros beneficios que el Estado reglamentó para el año 2015, son una indicación del esfuerzo mancomunado para sostener la actividad y tender a la escala competitiva deseada en el largo plazo.

Tal como se menciona previamente, dentro de nuestros principales focos de actuación se encuentra el desarrollo de los recursos no convencionales de hidrocarburos, a partir de los resultados positivos obtenidos hasta la fecha en materia de exploración, delineación y pilotos de producción.

En tal sentido, seguimos avanzando con el Acuerdo de Proyecto de Inversión arribado en diciembre de 2013 con subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante "Chevron") que tiene por objetivo la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del



Neuquén. El Acuerdo contempló un desembolso, de hasta US\$ 1.240 millones por parte de Chevron para una primera fase de trabajo (el “proyecto piloto”) correspondientes al área afectada al proyecto, ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana (unificadas luego en esta última), el cual ya ha sido cumplido. Durante abril de 2014 se ha completado exitosamente la segunda fase del Acuerdo del Proyecto de Inversión y Chevron ha confirmado su decisión de continuar en el proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área de Loma Campana, dando comienzo a la tercera fase del mismo. La duración de esta tercera fase abarca toda la vida del proyecto, hasta la terminación de la concesión de Loma Campana. Al cierre del ejercicio 2014 el proyecto produce aproximadamente un total de 36 mil barriles de petróleo equivalentes (boe) diarios (producción diaria promedio del mes de diciembre de 2014), siendo la porción neta atribuible a YPF un 50% del volumen mencionado. Complementariamente con este desarrollo exitoso, durante abril de 2014 YPF y Chevron han firmado un nuevo Acuerdo de proyecto de Inversión con el objetivo de extender la exploración de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén, dentro del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Narambuena, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron.

Continúa llevándose adelante de manera satisfactoria el proyecto piloto de gas no convencional para la explotación conjunta del área “El Orejano” en la provincia de Neuquén, en virtud del acuerdo con Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisor S.A. La producción promedio diaria del mes de diciembre de 2014 en esta área alcanzó aproximadamente los 4 mil boe/día.

Por otra parte, el 12 de marzo de 2014 hemos firmado un acuerdo de adquisición de las sociedades del grupo YSUR, que corresponden a las operaciones que la empresa Apache tenía en el país y de esta manera, nos hemos posicionado 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 y cuentan con una infraestructura importante de ductos y plantas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta. Esta compra tiene un impacto significativo para YPF ya que implica un importante aumento de la producción de gas y petróleo calidad Medanita y el incremento de nuestras reservas de hidrocarburos. A su vez, YPF y Apache Energía Argentina S.R.L. han celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. (“Pluspetrol”) por el cual le otorgaron, 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 tres 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. Esta adquisición complementa el ambicioso plan de exploración y desarrollo de gas natural de YPF que, en el marco de nuevos precios de cuenca – tan atractivos para el productor como convenientes para la sustitución de importaciones – permitió a la compañía superar los 40 millones de m3 de producción diaria.

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 Medanito). 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". Esta transacción ha sido instrumental en la ejecución exitosa de los planes de desarrollo de gas natural de la compañía.

Con fecha 28 de agosto de 2014, YPF ha celebrado un Acuerdo (el "Acuerdo") con Petronas (E&P) Overseas Ventures Sdn. Bhd ("Petronas"), por medio del cual ambas empresas acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil en tres fases anuales con una inversión conjunta de hasta US\$ 550 millones más IVA en el área La Amarga Chica, ubicada en la Provincia del Neuquén, de los cuales Petronas aportará US\$ 475 millones e YPF aportará US\$ 75 millones. YPF será el operador del área y cederá una participación del 50% de la concesión a Petronas E&P Argentina S.A. (en adelante "PEPASA"). Con fecha 10 de diciembre de 2014, YPF y PEPASA, una afiliada de Petronas, celebraron un Acuerdo de Proyecto de Inversión con el objetivo de realizar la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en el área La Amarga Chica en la provincia del Neuquén. El acuerdo prevé un período de exclusividad para la negociación y firma de una serie de contratos definitivos cuya entrada en vigencia quedará supeditada al cumplimiento de una serie de condiciones precedentes a ser cumplidas antes del 31 de marzo de 2015, con el objetivo de iniciar la actividad del piloto "La Amarga Chica" en el transcurso del año 2015. El Acuerdo prevé también que ambas compañías evaluarán ampliar la asociación estratégica a otras áreas exploratorias con potencial para recursos no convencionales.

En el ámbito internacional, con fecha 8 de octubre de 2014, YPF Ecuador S.A. y Petroamazonas EP (empresa estatal de petróleo ecuatoriana) firmaron un Acuerdo para la provisión de servicios específicos integrados, ejecución de actividades de optimización de la producción, actividades de recuperación mejorada y actividades de exploración en el Campo Yuralpa ubicado en el Bloque 21, en la provincia amazónica del Napo, en Ecuador.

Asimismo, nuestra subsidiaria Maxus Energy Corporation se encuentra involucrada en un proceso de revisión y estimación iniciado por la EPA para la definición de las alternativas de remediación factibles sobre tramo inferior del Rio Passaic, en el Estado de New Jersey, que incluye a otros cientos de organismos y compañías. En este sentido, el mencionado organismo publicó el pasado 11 de abril de 2014 el Estudio de Factibilidad final ("FFS" por sus siglas en inglés) con el objetivo de determinar la mejor alternativa de remediación (para un mayor detalle,



ver Nota 3 de nuestros Estados Contables Consolidados). Dada la incertidumbre inherente a las distintas alternativas de remediación y a las que pudieran incorporarse en la propuesta final y los costos asociados a las mismas, la cantidad y diversidad de partes involucradas que complican la potencial distribución de los costos de remoción y la limitación en la responsabilidad que le podría caber a YPF como accionista controlante de Maxus, no es posible todavía estimar razonablemente el impacto que esto podría tener en la Sociedad.

Otro aspecto a destacar y de suma relevancia para las operaciones de la Sociedad, son las renovaciones de sus concesiones de explotación producidas en el ejercicio 2014, brindando de esta manera un horizonte de largo plazo para la actividad productiva de la Sociedad. Continuando con las renovaciones de concesiones logradas en 2013 con las provincias de Chubut y Tierra del Fuego (esta última finalmente ratificada legislativamente en este año), se obtuvieron renovaciones en la provincia de Río Negro. También relacionado con asegurar el horizonte de trabajo para la actividad de la empresa, YPF logró la calificación de “área no convencional” para la unificada Loma Campana, accediendo a un plazo de concesión de 35 años. Finalmente, el Acuerdo de Diciembre de 2014 con la Provincia de Neuquén y su empresa Gas y Petróleo del Neuquén (GYP), permitió obtener la concesión en áreas relevantes para la futura explotación no convencional, como La Amarga Chica y Bajada de Añelo, adquiriendo un 10% y 15% de participación adicional respectivamente y arribando al 100% de participación en ambos casos. Al amparo de las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.007 a la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, las áreas son también categorizadas como “áreas no convencionales” de 35 años de duración a partir del desarrollo de los pilotos correspondientes. Cabe destacar que la llamada “nueva ley de hidrocarburos” contiene otros elementos de suma importancia para la promoción de las inversiones dentro de la industria de Petróleo y Gas, como la adecuación de plazos, la ampliación de beneficios fiscales, el estatus legislativo para la promoción del gas natural y la fijación de normas uniformes y específicas para determinar el otorgamiento y renovación de concesiones, entre otras innovaciones relevantes.

En materia de exploración, durante la gestión 2014 en línea con la estrategia de la Sociedad, la inversión exploratoria se incrementó en un 148% con respecto a la gestión 2013 (un 74% medido en dólares) y es intención de la Sociedad, continuar con similares niveles en el ejercicio 2015.

Como hechos a destacar en este rubro, durante el mes de mayo de 2014 se produjeron importantes avances en el primer proyecto de exploración no convencional en la formación D-129, en la provincia de Chubut. Se confirmó la presencia de petróleo de 39° API y gas con poder calorífico de 11.000 Kcal/m<sup>3</sup>, de calidad superior al promedio de la cuenca del Golfo San Jorge. Cabe destacar que el proceso de estimulación hidráulica se realizó por primera vez en el país con agua del propio proceso de producción, sin utilizar agua dulce. A partir de la perforación y puesta en ensayo de este pozo, YPF inició con éxito la primera fase exploratoria del play no convencional D-129, permitiendo incorporar a Chubut como otra provincia con alto potencial en recursos no convencionales y logrando ampliar las fronteras de este tipo de recursos más allá de Vaca Muerta. Asimismo, en el mes de agosto de 2014, se produjo un importante hallazgo de gas y petróleo convencional en el bloque Los Perales - Las Mesetas, en la provincia de Santa Cruz, con un potencial de producción diaria de 200.000 m<sup>3</sup> de gas y 370 barriles de petróleo. Cabe destacar que la empresa hacía más de 20 años que no lograba un resultado de este tipo en esta provincia. A estos descubrimientos, se suman los hallazgos que la Sociedad anunció, durante el



último año, en los bloques El Manzano y Paso Bardas Norte, en la provincia de Mendoza, en la formación Agrio en el bloque Filo Morado, en la provincia de Neuquén, y en el bloque Los Caldenes, provincia de Río Negro. Cada uno de ellos, constituyen un hito de la actual gestión de YPF.

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. Este programa revela un nuevo mapa de oportunidades para ampliar las fronteras hidrocarburíferas en nuestro país que abarca planes de acción posibles en provincias que eran consideradas “no petroleras”, que incluyen la eventual perforación de pozos de estudio (considerados exploración de frontera), con objetivos convencionales y no convencionales y la realización de estudios de sísmica. Una consideración similar, aunque en otro capítulo diferente por sus rasgos distintivos, se encuentra en la exploración de la plataforma continental marina (offshore) que incluye potenciales proyectos en Argentina y también en Uruguay. También la referida Ley N° 27.007 facilita la futura exploración de esta frontera al solicitar la reconversión de los contratos existentes, adecuar los plazos de permisos y concesiones y aumentar los beneficios fiscales para proyectos de gran inversión con financiamiento de fuente extranjera.

En lo referido al negocio de Downstream, a partir del incendio ocurrido en la refinería La Plata en abril de 2013, 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 US\$ 800 millones y que se estima poner en marcha durante el año 2016, según el ritmo de construcción que finalmente se logre y la duración de las pruebas necesarias para su puesta en marcha. 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, 2013, 2014 y en febrero de 2015. En este sentido, ha sido un gran logro para YPF la emisión de tres series de Obligaciones Negociables internacionales por US\$ 2.150 millones con resultados que superaron las mejores expectativas. La primera de ellas por US\$ 150 millones 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 US\$ 500 millones se realizó a una tasa interés fija del 8,875% con un único vencimiento a 5 años y sin garantías y fue ampliada recientemente en US\$ 175 millones adicionales. La tercera por US\$ 1.000 millones, realizada en el mes de abril de 2014, fue la mayor emisión de deuda corporativa realizada por una empresa argentina en la historia y se realizó a una tasa de interés fija del 8,75% con vencimientos de capital que operarán entre los años 2022 y 2024. Esta última serie fue ampliada



en febrero de 2015 en US\$ 325 millones adicionales. 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 para el desarrollo de hidrocarburos y producción de combustibles, en línea con su estrategia de largo plazo.

Miguel M. Galuccio  
Presidente