



**YPF SOCIEDAD ANONIMA**  
**ESTADOS FINANCIEROS**  
**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

# 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 resultados***

Señores accionistas:

De conformidad con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, sometemos a vuestra consideración la Memoria y los Estados Financieros correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2016.

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 financieros de YPF S.A. (en adelante, indistintamente “YPF” o “la Sociedad”) y sus subsidiarias (en adelante y en su conjunto, el “Grupo”), junto con sus notas (en adelante, los “Estados Financieros”). Dichos Estados Financieros y sus notas han sido preparados de acuerdo con las normas contables vigentes en Argentina.

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

Siendo YPF y sus subsidiarias un conjunto de empresas cuya actividad se centra básicamente en el mercado argentino, el Grupo 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 últimos datos publicados del Informe de Avance del Nivel de Actividad confeccionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC), la estimación provisoria de actividad económica reflejó un incremento del 2,6% para el año 2015, mientras que el mismo informe mostró una variación negativa del 2,3% en el PIB (Producto Interno Bruto) para el acumulado del año 2016 respecto a igual acumulado del año anterior.

De acuerdo al índice de precios al consumidor nacional urbano (IPCNU), la inflación de los primeros diez meses del año 2015 fue del 11,9%, mientras que este mismo indicador había reflejado un valor de la inflación del 23,9% para el todo el año 2014. Con fecha 7 de enero de 2016 y mediante el Decreto N°55/2016 del Poder Ejecutivo Nacional (PEN), se declaró en estado de emergencia administrativa al Sistema Estadístico Nacional y a su órgano rector, el INDEC. A partir de ese momento dejó de publicarse el IPCNU y para los últimos dos meses del año 2015 se dieron a conocer dos índices de precios al consumidor alternativos. Estos índices son los elaborados por la Dirección General de Estadística y Censos de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y por la Dirección Provincial de Estadística y Censos de la Provincia de San Luis. Los mismos reflejaron un incremento de los precios al consumidor del 26,9% y del 31,6%, respectivamente, para el acumulado del año 2015. Para los primeros cuatro meses de 2016, estos mismos índices alternativos han mostrado un incremento de precios al consumidor del 19,1% y 14,1%, respectivamente. Con fecha 15 de junio de 2016, el INDEC comenzó a publicar nuevamente su propio índice de precios al consumidor para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los partidos que integran el Gran Buenos Aires (IPC-GBA), el cual arrojó un incremento del 7,4% para el bimestre mayo-junio de 2016, y sendos incrementos del 3,3% y 5,3% para el tercer y cuarto trimestre de 2016, respectivamente.

En este contexto, el Banco Central de la República Argentina (BCRA), según lo expone en su Informe de Política Monetaria, ha dispuesto una política de sesgo antiinflacionario, la cual se instrumenta a través de una tasa de interés positiva en términos reales. En particular, el BCRA fija su tasa de política monetaria, la LEBAC de 35 días durante 2016 y el centro de corredor de pases desde 2017, de manera que sea superior a la tendencia esperada de la inflación para ese período. En el segundo trimestre de 2016, esta política se plasmó en una reducción de la tasa de referencia del 38% al 30,25%, en el tercer trimestre se observó una nueva reducción de ella al 26,75% y en el cuarto trimestre volvió a bajar al 24,75%, todo esto a medida que la autoridad monetaria fue dejando atrás el impacto del reordenamiento de precios relativos y pasó a considerar menores registros de inflación esperada.

El 17 de diciembre de 2015 el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas anunció la liberación de lo que se había dado en llamar “cepo cambiario”, produciéndose una devaluación significativa en el tipo de cambio oficial, que convergió a partir de entonces con otros tipos de cambio implícitos existentes hasta ese momento. Esta situación generó una nueva realidad en la economía del país impactando a toda la industria. La evolución de los precios de los combustibles y otros productos refinados comercializados en el mercado interno quedaron disminuidos medidos en dólares como así también ciertos costos, lo que generó un desafío para el Grupo, encarando una tarea de contención de sus costos dolarizados y alineamiento de los precios en el mercado interno para enfrentar este nuevo contexto. A su vez, un 70% de la deuda financiera del Grupo (\$ 108.029 millones al cierre de 2016) se encuentra denominada en dólares, y un 83% es deuda a largo plazo (más de un año a su vencimiento).

En este sentido, el tipo de cambio peso/dólar había culminado el año 2015 en un valor de 13,04 pesos por dólar y se incrementó hasta llegar a 15,89 pesos por dólar al cierre del año 2016, resultando por lo tanto aproximadamente un 21,9% superior a la cotización observada a finales de 2015 y un 59,8% superior, en promedio, al registrado en 2015.

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, el barril de crudo Brent cotizó a US\$ 54,96 al cierre del mes de diciembre de 2016, lo que representa una suba del 50,1% frente a la cotización de US\$ 36,61 al cierre de diciembre de 2015, recuperándose de cotizaciones aún inferiores registradas en el transcurso del primer trimestre, habiendo llegado a tocar un mínimo de US\$ 26,01 a mediados del mes de enero de 2016. En cuanto a la cotización promedio del año actual, la misma presentó una baja de 16,8% con respecto al promedio del año 2015.

En este contexto, a principios de 2015, productores locales de crudo y refinadores negociaron 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 desde el último trimestre de 2014. Esta dinámica continuó en 2016. Durante el mes de enero se acordó una reducción del precio del

petróleo de un 10% en dólares y en agosto se volvió a acordar una reducción adicional del 6%, escalonada en tres meses. En enero de 2017, los productores y refinadores de petróleo llegaron un acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina, en el cual se estableció un sendero de precios para la comercialización de petróleo en el mercado interno, con el objetivo de alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017.

Mediante el Decreto N° 272/2015 del PEN, de fecha 29 de diciembre de 2015, se disolvió la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, transfiriéndose al Ministerio de Energía y Minería las funciones y facultades de competencia federal que dicha Comisión poseía, y conservando las autoridades provinciales las atribuciones que corresponden a sus jurisdicciones. Cabe destacar también que este mismo decreto estableció, en su artículo 6°, que los derechos derivados de las acciones de titularidad del Estado Nacional en YPF Sociedad Anónima y en YPF Gas Sociedad Anónima, con excepción de las acciones que pertenecieran al Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Régimen Previsional Público de Reparto, serán ejercidos por el Ministerio de Energía y Minería.

## **II. Consideraciones Generales**

### *i. Presentación de los estados financieros*

Los estados financieros consolidados de YPF S.A. y sus subsidiarias 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 promedio correspondientes a la cotización del barril de crudo Brent fueron US\$ 43,56, US\$ 52,35 y US\$ 99,02 en 2016, 2015 y 2014, respectivamente. No obstante las variaciones en las cotizaciones antes mencionadas, en el mercado interno los valores para la comercialización de crudo hace tiempo que no están directamente relacionados con los del mercado internacional y surgen como consecuencia de las negociaciones entre productores y refinadores, tal como se mencionó en la Sección I. anterior. Esto último se da, entre otros, como consecuencia de la ausencia de volúmenes excedentes de exportación de crudo liviano y respecto a las necesidades del mercado doméstico. En este sentido, el precio promedio de compra/venta por barril de crudo para la Sociedad ha sido de US\$ 62,89, US\$ 72,66 y US\$ 78,16 para 2016, 2015 y 2014, respectivamente.

La estructura de segmentos de negocio, definidos teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8, consiste en:

- Upstream:

Desarrolla todas las actividades relativas a la exploración y desarrollo de petróleo y gas.

Obtiene sus ingresos por (i) la venta del petróleo producido al segmento de Downstream y, marginalmente, por su venta a terceros; (ii) la venta del gas producido al segmento de Gas y Energía; y (iii) la percepción del Plan de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural.

- Gas y Energía:

Con fecha 15 de marzo de 2016, se creó la Vicepresidencia Ejecutiva de Gas y Energía, y durante el presente ejercicio se fue determinando el ámbito completo de gestión de esta nueva unidad de negocio.

Este segmento desarrolla las actividades relativas a:

- (i) la comercialización de gas natural a terceros y al segmento de Downstream,
- (ii) la operación comercial y técnica de las terminales de regasificación de GNL en Bahía Blanca y Escobar, a través de la contratación de sendos buques regasificadores,
- (iii) la generación de electricidad tanto convencional como aquella proveniente de energías renovables.

Además del producido por la venta de gas natural a terceros e intersegmento, el que luego es reconocido como “compra” al segmento Upstream, Gas y Energía devenga un fee a su favor con el segmento Upstream por realizar dicha comercialización.

- Downstream:

Desarrolla las actividades relativas a:

- (i) la refinación de petróleo y producción de petroquímicos,
- (ii) la comercialización de productos refinados y petroquímicos obtenidos de estos procesos,
- (iii) la logística relativa al transporte de petróleo y gas hacia las refinerías y al transporte y distribución de los productos refinados y petroquímicos para ser comercializados en los diferentes canales de ventas.

Obtiene sus ingresos por la comercialización mencionada en el punto (ii) anterior, la cual se desarrolla a través de los negocios de Retail, Industria, Agro, GLP, Química y Lubricantes y Especialidades.

Incurrir en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas, incluyendo la compra de petróleo al segmento de Upstream y a terceros y del gas natural a ser consumido en los complejos industriales de refinerías y petroquímica al segmento de Gas y Energía.

- Las restantes actividades operativas realizadas por el Grupo, que no encuadran en estas categorías ni constituyen segmentos de operación reportables, comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central, las actividades de construcción, son agrupadas como Administración Central y otros.

*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 S.A. adquirió otro 82,47% de nuestro capital accionario en circulación. Repsol YPF S.A. 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. ("YPF") 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, 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 Estado 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 (OFEPHI). La cesión de los derechos políticos y económicos de las acciones sujetas a expropiación, que efectúe el Estado Nacional a favor de los Estados provinciales integrantes de la OFEPHI, contemplará el ejercicio de los

derechos accionarios correspondientes a ellas en forma unificada por el plazo mínimo de 50 años a través de un pacto de sindicación de acciones. A la fecha de los presentes estados financieros, aún no se ha producido la cesión de acciones del Estado Nacional a las Provincias. Asimismo, la Ley de Expropiación estableció 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.

Con fecha 25 de febrero de 2014, el entonces 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 de conformidad con la Ley N°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 entraría 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, con fecha 8 de mayo de 2014, YPF fue notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo. Por lo tanto, a partir de esa fecha quedó perfeccionada la expropiación dispuesta por la Ley N°26.741, y la República Argentina es definitivamente titular del 51% del capital de YPF S.A.

El 11 de diciembre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el Decreto P.E.N. N°13/2015, que modificó la Ley de Ministerios N°22.520, creando, entre otras modificaciones, el Ministerio de Energía y Minería, el cual absorberá las funciones de las Secretarías de Energía y Minería, y sus organismos descentralizados y desconcentrados, del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Entre las competencias del Ministerio de Energía y Minería está comprendido participar en la administración de las participaciones del Estado en las sociedades y empresas con actividad en el área de su competencia.

El 4 de enero de 2016 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el Decreto P.E.N. N°272/2015, el cual modificó el Decreto N°1277/12 y dispuso que el Ministerio de Energía y Minería es el encargado de ejercer los derechos derivados de las acciones de titularidad del Estado Nacional en YPF y en YPF GAS S.A., con excepción de las acciones que pertenecieran al Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Régimen Previsional Público de Reparto creado por el Decreto N°897/07.

### 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 2016, 2015 y 2014:

		<b>Ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de</b>		
		<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Producción de petróleo, condensado y líquidos	millones de barriles	109	109	107
Producción de gas natural	miles de millones de pies cúbicos	576	569	547
Producción total (petróleo, condensado, líquidos y gas natural)	millones de barriles equivalentes	211	210	204

#### ii. Resultados de las operaciones

##### Síntesis de la Estructura de Resultados

	<b>31/12/2016</b>	<b>31/12/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
Ingresos	210.100	156.136	141.942
Costos	(177.304)	(119.537)	(104.492)
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>32.796</b>	<b>36.599</b>	<b>37.450</b>
Gastos de comercialización	(15.212)	(11.099)	(10.114)
Gastos de administración	(7.126)	(5.586)	(4.530)
Gastos de exploración	(3.155)	(2.473)	(2.034)
Deterioro de propiedades, planta y equipo	(34.943)	(2.535)	
Otros resultados operativos, netos	3.394	1.682	(1.030)
<b>Utilidad Operativa</b>	<b>(24.246)</b>	<b>16.588</b>	<b>19.742</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	588	318	558
Resultados financieros, netos	(6.146)	12.157	1.772
<b>Utilidad neta antes de imp. a las ganancias</b>	<b>(29.804)</b>	<b>29.063</b>	<b>22.072</b>
Impuesto a las Ganancias	1.425	(24.637)	(13.223)
<b>Utilidad Neta del ejercicio</b>	<b>(28.379)</b>	<b>4.426</b>	<b>8.849</b>
<b>Otros resultados integrales del período</b>	<b>27.414</b>	<b>43.758</b>	<b>16.276</b>
<b>Resultado integral total del período</b>	<b>(965)</b>	<b>48.184</b>	<b>25.125</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>		
	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
	<b>(% sobre ventas netas)</b>		
Ventas netas.....	100,0	100,0	100,0
Costo de ventas.....	(84,4)	(76,6)	(73,6)
Utilidad Bruta .....	<u>15,6</u>	<u>23,4</u>	<u>26,4</u>
Gastos de comercialización.....	(7,2)	(7,1)	(7,1)
Gastos de administración.....	(3,4)	(3,6)	(3,2)
Gastos de exploración.....	(1,5)	(1,6)	(1,5)
Deterioro de propiedades, planta y equipo.....	(16,6)	(1,6)	-
Otros resultados operativos, netos.....	1,6	1,1	(0,7)
Utilidad operativa .....	<u><u>(11,5)</u></u>	<u><u>10,6</u></u>	<u><u>13,9</u></u>

### **2016 comparado con 2015**

#### *El Grupo*

A nivel operativo, en el año 2016 la producción total de hidrocarburos aumentó un 0,1% respecto al año anterior, alcanzando los 577 miles de boe/día.

La producción de gas natural alcanzó los 44,6 Mm<sup>3</sup>/día, siendo un 0,9% superior a la del año 2015, mientras que la producción de crudo disminuyó un 2,0%, totalizando 245 mil bbl/día. La producción de NGL (líquidos del gas natural) aumentó un 6,9%.

Por otra parte, en el presente ejercicio, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 91,9%, un 1,8% inferior respecto del año pasado, principalmente por las paradas programadas de diferentes unidades en nuestras Refinerías de La Plata y Plaza Huincul, entre los meses de marzo y junio del presente año. Con estos menores niveles de procesamiento, se obtuvo una menor producción de Gas Oil (-1,3%), de Naftas (-1,0%), de Fuel Oil (-16,0%) y una mayor producción de otros refinados como GLP y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del año anterior. La menor producción de Fuel Oil se vio acentuada por la puesta en funcionamiento de la nueva unidad de Coque en la refinería La Plata que permite una mayor obtención de productos intermedios.

Los ingresos correspondientes al año 2016 fueron de \$ 210.100 millones, lo que representa un aumento del 34,6% en comparación con los \$ 156.136 millones correspondientes al año 2015. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos del Grupo antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron \$ 14.303 millones, o 25,2%, debido a un incremento aproximado del 30,5% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 4,1%, reflejando sin embargo un incremento del 8,3% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron \$ 11.298 millones, o 32,3%, debido a un incremento aproximado del 34,1% en el precio promedio para el mix de naftas, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,3%, reflejando sin embargo un incremento del 1,1% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en \$ 14.409 millones, o 65,5%, debido a un incremento en el precio promedio del 67,8% en pesos (o un incremento de 5,8% en dólares), principalmente debido no sólo a mayores precios a terceros sino también a la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental, parcialmente compensado con una disminución del 1,4% en los volúmenes de venta;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en \$ 2.866 millones, o 78,0%, debido a un incremento en el precio promedio del 60,1% y a un aumento del 11,2% en los volúmenes de venta;
- Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en \$ 2.583 millones, o 36,6%, debido a un incremento en el precio promedio de aproximadamente 54,5%, parcialmente compensado con una disminución en los volúmenes comercializados del 11,6%;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en \$ 4.054 millones, o 33,0%. Se destacan entre ellos, las mayores exportaciones de harinas, granos y aceites en un 38,8%, de Aerokerosene en un 29,0%, y de los productos Petroquímicos en un 37,2%, en todos ellos debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos, compensados parcialmente con disminuciones en los volúmenes comercializados.
- Compensando parcialmente el efecto de los incrementos mencionados, en 2015 el Grupo devengó \$ 1.988 millones correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo, establecido por la Resolución 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Dicho programa fue discontinuado a partir de 2016.

El costo de ventas correspondiente al año 2016 fue de \$ 177.304 millones, un 48,3% superior comparado con los \$ 119.537 millones correspondientes al año 2015, incluyendo

incrementos en los costos de producción del 48,5% y en las compras del 43,9%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

#### *Costos de producción*

- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en \$ 17.371 millones, o 67,6%, debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) por \$ 8.405 millones, o 29,1%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 28,2%;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por \$ 2.530 millones, o 42,0%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 44,2%;
- Incremento en las regalías por \$ 5.163 millones, o 45,7%, de los cuales \$ 3.179 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo y \$ 1.984 millones a regalías sobre la producción de gas natural, en ambos casos por los mayores valores en boca de pozo de estos productos;
- Incremento en los costos de transporte por \$ 2.156 millones, o 45,0%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

#### *Compras*

- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 2.228 millones, o 19,5%, debido a un incremento del 35,0% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, relacionado principalmente a la depreciación del peso, ya que hubo una disminución del 13,4% en los precios promedio cobrados por terceros en dólares, y a una disminución en los volúmenes de compra de aproximadamente 11,4%;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 5.454 millones, o 70,5%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 45,6% en el precio del bioetanol y un 76,3% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 11,0% por un incremento en la cuota de corte en las naftas, y a un aumento en los volúmenes de FAME del 1,4%;
- Incremento en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e industrias) por \$ 2.274 millones, o 78,2%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 70,0% y a un incremento de los volúmenes adquiridos del 4,8%;
- Incremento en la recepción de granos por \$ 1.526 millones, o 58,1%, a través de la modalidad de Canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se

registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento en el precio promedio de 91,1%, parcialmente compensado por una disminución de los volúmenes del 17,3%;

- Menores importaciones de combustibles por \$ 621 millones, o 10,0%, debido a un 38,5% de menor volumen adquirido de gas oil, compensado parcialmente por un incremento del 15,7% en los volúmenes importados de naftas y jet fuel.

Adicionalmente, el monto indemnizatorio de seguro devengado en 2015 vinculado al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013, ascendió a \$ 615 millones. De la misma manera, el monto indemnizatorio de seguro devengado en 2015 relacionado con el siniestro que afectó nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero (Mendoza) en marzo de 2014, ascendió a \$ 1.165 millones, de los cuales \$ 794 millones fueron registrados como un menor costo por compras y \$ 371 millones como otros resultados operativos. Ambos casos mencionados impactan negativamente en la comparación del costo de ventas del año 2016 con el correspondiente al año anterior.

Los gastos de administración correspondientes al año 2016 ascendieron a \$ 7.126 millones, presentando un aumento del 27,6% frente a los \$ 5.586 millones registrados durante 2015, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios informáticos.

Los gastos de comercialización correspondientes al año 2016 ascendieron a \$ 15.212 millones, presentando un incremento del 37,1% comparado con los \$ 11.099 millones registrados en 2015, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por aumentos en gastos de personal, en los cargos por depreciaciones de propiedades, planta y equipo, en las actividades publicitarias y promocionales y en la provisión para deudores de dudoso cobro, esto último debido a recuperos de incobrabilidades en el segmento de distribuidoras de gas natural registrados en 2015.

Los gastos de exploración correspondientes al año 2016 ascendieron a \$ 3.155 millones, presentando un incremento del 27,6% comparado con los \$ 2.473 millones correspondientes al año 2015, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el año 2016 versus el año 2015 por un monto diferencial de \$ 625 millones. Adicionalmente, las erogaciones por gastos para el desarrollo de estudios geológicos y geofísicos no mostraron variaciones significativas entre ambos años. Sin embargo, la inversión exploratoria total disminuyó \$ 1.375 millones, o 49,7%, comparado con el año 2015.

Asimismo, en 2016 la Sociedad ha reconocido un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo por \$ 34.943 millones motivados principalmente por una reducción estimada del precio del petróleo comercializado en el mercado interno,

conjuntamente con la evolución estimada del comportamiento de los costos en función tanto a variables macroeconómicas como de comportamiento operativo de nuestros activos. Para una mayor descripción, ver Nota 2.c a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016.

En el año 2015 la Sociedad reconoció un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles por \$ 2.535 millones motivados principalmente por una reducción del precio del petróleo comercializado en el mercado interno en el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo. Esta pérdida había impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo por un valor de \$ 2.361 millones y los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos por un valor de \$ 174 millones.

Los Otros resultados operativos, netos, correspondientes al año 2016 alcanzaron una ganancia de \$ 3.394 millones, o 101,8% comparado con la ganancia de \$ 1.682 millones correspondientes a 2015. En el presente ejercicio, este rubro incluye principalmente el resultado neto de \$ 1.528 millones generado por el proceso de desconsolidación del grupo de entidades de Maxus (ver nota 27 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2016), y un ingreso de \$ 1.407 millones relacionado con el Proyecto Integral Área Magallanes (PIAM) y en virtud del acuerdo al que se arribó con el socio para participar de la extensión de la concesión de esta área. La variación restante corresponde principalmente a menores incentivos para la construcción recibidos por nuestra compañía controlada A-Evangelista S.A. por \$ 199 millones y a un incremento de \$ 48 millones correspondientes a la Asistencia económica transitoria devengada por nuestra subsidiaria Metrogas S.A.

La pérdida operativa correspondiente al año 2016 alcanzó los \$ 24.246 millones, debido a los factores descriptos anteriormente, representando una disminución del 246,2% en comparación con la utilidad operativa de \$ 16.588 millones correspondiente al año 2015.

Los resultados financieros correspondientes al año 2016 fueron una pérdida de \$ 6.146 millones, representando una disminución de 150,6% en comparación con la ganancia de \$ 12.157 millones correspondientes al año 2015. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de \$ 8.603 millones, debido a la menor depreciación del peso observada durante el año 2016 con respecto a 2015. A su vez, se registraron mayores intereses negativos y otros resultados financieros por \$ 9.700 millones, producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante 2016 y en comparación con 2015. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el año 2016 fue de \$ 116.976 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el año 2015 fue de \$ 64.956 millones, importes que expresados en dólares equivalen a US\$ 7.941 millones y US\$ 7.047 millones, respectivamente. El monto de endeudamiento financiero neto promedio se calcula como el promedio lineal de los préstamos corrientes y no corrientes al principio y al final del período correspondiente neto del promedio lineal de efectivo y equivalentes de efectivo al principio y al final del período correspondiente.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al año 2016 fue una ganancia de \$ 1.425 millones, en comparación con el cargo negativo de \$ 24.637 millones correspondiente al año 2015, lo cual representa una disminución de 105,8%. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el menor impuesto diferido por \$ 27.313 millones, la cual fue parcialmente compensada con un incremento de \$ 1.251 millones en el monto de impuesto corriente. El menor cargo por impuesto diferido obedece a la registración del activo diferido por \$ 12.230 relacionado con el deterioro de propiedad, planta y equipo antes mencionado, y a la menor diferencia generada por la revaluación de los valores contables respecto de los valores impositivos de las propiedades, planta y equipo que se mantienen en pesos históricos para ser deducidos fiscalmente a medida que se deprecian, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y la menor devaluación registrada en el presente año 2016.

El resultado neto correspondiente al año 2016 fue negativo en \$ 28.379 millones, en comparación con una utilidad neta de \$ 4.426 millones durante el año 2015, lo que representa una disminución del 741,2%.

Los otros resultados integrales correspondientes al año 2016 ascendieron a \$ 27.414 millones, comparados con \$ 43.758 millones en 2015, motivado fundamentalmente por la menor apreciación de propiedades, planta y equipo, representando una disminución de 37,4%.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al año 2016 fue una pérdida de \$ 965 millones, lo que representa una disminución de aproximadamente 102,0% en comparación con una ganancia de \$ 48.184 millones para 2015.

### *Los Segmentos de Negocio*

#### ***Upstream***

Durante el año 2016, el segmento de Upstream tuvo una pérdida operativa de \$ 26.845 millones, incluyendo cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo de \$ 34.943 millones, comparados con una ganancia operativa de \$ 7.535 millones en 2015, incluyendo cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles de \$ 2.535 millones.

Los ingresos netos de crudo y gas natural se incrementaron durante el año 2016 un 42,2% con relación al año anterior, alcanzando los \$ 114.143 millones, comparado con los \$ 80.287 millones durante 2015. Este incremento se debe principalmente a los siguientes factores:

- La producción total de gas natural correspondiente al año 2016, alcanzó los 44,6 millones de m<sup>3</sup> por día, lo que representa un incremento aproximado de 0,9% frente al año 2015. Con excepción de la producción de YSUR, todo el gas natural producido,

neto del consumo interno, es asignado al segmento Gas y Energía para la venta a terceros (para el caso de YSUR, el segmento de Gas y Energía se encarga únicamente de la comercialización del gas que YSUR produce). Los volúmenes comercializados disminuyeron un 1,4% durante 2016, en comparación con 2015. El segmento de Upstream registra el precio promedio obtenido por YPF en tales ventas, netas de comisiones de venta y comercialización. Dicho segmento también incluye ingresos por el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (“Plan Gas”), el cual incrementa el precio promedio obtenido por YPF como resultado del aumento de la producción de gas de YPF e YSUR. El ingreso promedio de gas natural registrado por la compañía durante el año 2016, incluyendo los ingresos del Plan Gas, alcanzó US\$ 4,76 por millón de BTU, lo que representa un incremento de 5,8% comparado con US\$ 4,50 millón de BTU durante el año 2015;

- El precio intersegmento del petróleo medido en pesos se incrementó aproximadamente un 38,8%, mientras que disminuyó un 13,1% en dólares; y la producción de petróleo durante el año 2016, tuvo una disminución del 2,0%, alcanzando 244,7 miles de barriles por día, en comparación con 2015. El volumen de petróleo crudo transferido entre el segmento de Upstream y el segmento de Downstream se incrementó en un 0,6% (aproximadamente 82 mil m3) y los volúmenes vendidos a terceros disminuyeron en un 8,4% (aproximadamente 40 mil m3).
- Compensando parcialmente el efecto de los incrementos mencionados, en 2015 el Grupo devengó \$ 1.988 millones correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo, establecido por la Resolución 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Dicho programa fue discontinuado a partir de 2016.

En materia de los costos operativos totales se observó durante el año 2016 un incremento del 51,9%, alcanzando los \$ 103.965 millones (excluyendo los gastos exploratorios) comparado con los \$ 68.421 millones durante 2015. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo por aproximadamente \$ 15.050 millones, o 65,2%, debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) por aproximadamente \$ 8.405 millones, o 29,1%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 28,2%;
- Incremento en las regalías por \$ 5.163 millones, o 45,7%, de los cuales \$ 3.179 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo y \$ 1.984 millones a regalías sobre la producción de gas natural;

- Incremento en los costos de transporte por \$ 641 millones, o 40,2%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

Los gastos de exploración correspondientes al año 2016 ascendieron a \$ 3.155 millones, presentando un incremento del 27,6% comparado con los \$ 2.473 millones correspondientes al año 2015, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el año 2016 versus el año 2015 por un monto diferencial de \$ 625 millones. Adicionalmente, las erogaciones por gastos para el desarrollo de estudios geológicos y geofísicos no mostraron variaciones significativas entre ambos años. Sin embargo, la inversión exploratoria total disminuyó \$ 1.375 millones, o 49,7%, comparado con el año anterior.

En 2016, la Sociedad ha reconocido un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo por \$ 34.943 millones motivados principalmente por una reducción estimada del precio del petróleo comercializado en el mercado interno, conjuntamente con la evolución estimada del comportamiento de los costos en función tanto a variables macroeconómicas como de comportamiento operativo de nuestros activos.

En el año 2015 la Sociedad reconoció un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles por \$ 2.535 millones motivados principalmente por una reducción del precio del petróleo comercializado en el mercado interno en el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo. Esta pérdida había impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo por un valor de \$ 2.361 millones y los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos por un valor de \$ 174 millones.

En 2016 se incluye también un ingreso de \$ 1.407 millones relacionado con el Proyecto Integral Área Magallanes (PIAM) y en virtud del acuerdo al que se arribó con el socio para participar de la extensión de la concesión de esta área. Este importe fue registrado en el rubro Otros resultados operativos, netos.

Con respecto al siniestro que afectó nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero (Mendoza) en marzo de 2014, en 2015 se devengó un monto indemnizatorio de seguro de \$ 1.165 millones, del cual \$ 794 millones se registraron como mayores ingresos ordinarios de este segmento y \$ 371 millones como Otros resultados operativos, netos.

### ***Downstream***

Los ingresos netos del segmento Downstream, el cual agrupa tanto las actividades de refinación, transporte y compra de crudo a terceros e intersegmento y la comercialización a terceros de petróleo crudo, productos destilados y petroquímicos, durante el año 2016 alcanzaron los \$ 163.463 millones, representando un incremento de 30,0% en relación a los \$ 125.766 correspondientes al año 2015.

Durante el año 2016, el segmento de Downstream registró una ganancia operativa de \$ 3.093 millones, lo que representa una disminución del 55,5%, en comparación con la ganancia operativa de \$ 6.948 millones durante el año 2015. Entre los diferentes aspectos, favorables y desfavorables, que afectaron los resultados, se destacan los siguientes:

- Durante el año 2016 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 293 mil barriles diarios de petróleo, situándose aproximadamente en un 1,8% por debajo del nivel observado en 2015. Con estos menores niveles de procesamiento, se obtuvo una menor producción de Gas Oil (-1,3%), de Naftas (-1,0%), de Fuel Oil (-16,0%) y una mayor producción de otros refinados, como GLP y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del año anterior;
- Las ventas de gas oil aumentaron \$ 14.303 millones, o 25,2%, debido a un incremento aproximado del 30,5% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 4,1%, reflejando sin embargo un incremento del 8,3% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron \$ 11.298 millones, o 32,3%, debido a un incremento aproximado del 34,1% en el precio promedio para el mix de naftas, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,3%, reflejando sin embargo un incremento del 1,1% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en \$ 2.583 millones, o 36,6%, debido a un incremento en el precio promedio de aproximadamente 54,5%, parcialmente compensado con una disminución en los volúmenes comercializados del 11,6%;
- Los ingresos obtenidos por el segmento Downstream en el mercado externo se incrementaron en \$ 3.979 millones, o 32,5%. Se destacan entre ellos, las mayores exportaciones de harinas, granos y aceites en un 38,8%, de Aerokerosene en un 29,0%, y de los productos Petroquímicos en un 37,2%, en todos ellos debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos, compensados parcialmente con disminuciones en los volúmenes comercializados;
- Menores importaciones de combustibles por \$ 621 millones, o 10,0%, debido a un 38,5% de menor volumen adquirido de gas oil, compensado parcialmente por un incremento del 15,7% en los volúmenes importados de naftas y jet fuel;

Todo esto fue más que compensado por:

- Incremento en las compras de petróleo crudo por \$ 23.744 millones o 36,1%, debido principalmente a aumento del 38,0% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, relacionado con la depreciación del peso frente al dólar, compensados por menores volúmenes comprados. El volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo un incremento del 0,6% (aproximadamente 82 mil m3), y el volumen de crudo comprado a terceros tuvo una disminución de 11,4% (aproximadamente 304 mil m3);
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 5.454 millones, o 70,5%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 45,6% en el precio del bioetanol y un 76,3% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 11,0% por un incremento en la cuota de corte en las naftas, y a un aumento en los volúmenes de FAME del 1,4%;
- Incremento en la recepción de granos por \$ 1.526 millones, o 58,1%, a través de la modalidad de Canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento en el precio promedio de 91,1%, parcialmente compensado por una disminución de los volúmenes del 17,3%;
- En relación a los costos de producción, durante el año 2016 se observa un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente \$ 2.530 millones, o 42,0%. Dichos incrementos están fundamentalmente motivados por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 1,8% inferior, el costo de refinación unitario aumentó en el año 2016 en un 44,2% en comparación con el año 2015. A su vez, los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan un incremento de \$ 1.182 millones, lo que representa un aumento del 40,0%;
- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo por aproximadamente \$ 2.504 millones, o 100,5%, motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al año anterior (se destaca la puesta en funcionamiento de la nueva unidad de Coque en la refinería La Plata), y debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad;
- Se registraron mayores gastos de comercialización por \$ 3.820 millones, o 35,6%, motivado fundamentalmente por mayores costos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en los precios de combustibles en el mercado interno, y por el incremento de las depreciaciones de activos vinculados al uso comercial y de las actividades publicitarias y promocionales.
- En los otros resultados operativos, netos de este segmento, correspondientes al año 2015, se registró un incremento de la provisión para juicios y contingencias de aproximadamente \$ 650 millones en relación con el dictado de una sentencia que hizo lugar a la demanda promovida por la Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por

las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993-1997, alegando sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante ese período.

### **Gas y Energía**

En 2016, el Grupo comienza a reportar su segmento de negocios de Gas y Energía, el cual comprende las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural a terceros, servicios de regasificación de gas natural licuado (GNL) y generación de electricidad.

La ganancia operativa de este segmento correspondiente al año 2016 fue de \$ 2.008 millones, lo que representa un incremento del 34,0% frente a los \$ 1.498 millones durante el año 2015. Dicho incremento se debe principalmente a los mejores resultados en pesos obtenidos por los servicios de regasificación de GNL en Bahía Blanca y Escobar, cuyas tarifas están fijadas en dólares, los mejores resultados obtenidos por nuestra compañía controlada YPF Energía Eléctrica S.A. y el registro de la Asistencia económica transitoria de \$ 759 millones devengada por nuestra compañía controlada Metrogas S.A. en 2016 y en comparación con los \$ 711 millones devengados por este mismo concepto en 2015.

### **Administración Central y Otros**

Durante el año 2016, la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a \$ 1.615 millones, frente a la pérdida operativa de \$ 2.331 millones correspondientes al año 2015, lo que representa una disminución de 30,7%. Durante 2016, en este grupo de actividades se incluye el resultado neto de \$ 1.528 millones generado por el proceso de desconsolidación del grupo de entidades de Maxus, compensado por los incrementos en los gastos de personal, mayores cargos por licencias informáticas y depreciaciones de propiedades, planta y equipo.

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

Al cabo del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, el Activo de la Sociedad alcanzó los \$421.139 millones, lo que representó un incremento del 15,9% con respecto al saldo al 31 de diciembre de 2015.

El activo no corriente, que totalizó un valor de \$333.913 millones, presenta un incremento del 16,6% con respecto al año anterior. Este incremento está originado fundamentalmente en un incremento de las Propiedades, planta y equipo en \$37.109 millones, como consecuencia de haber registrado altas por un total de \$65.048 millones, de su apreciación en \$59.433 teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, compensado parcialmente por bajas y transferencias por \$5.295 millones, por el incremento de la provisión para materiales obsoletos por \$618 millones, por el incremento de la provisión para deterioro por \$33.830, y las correspondientes depreciaciones por \$47.629, como consecuencia de las mayores inversiones y de la mayor

apreciación previamente explicada. Las principales inversiones realizadas en el Upstream en el presente ejercicio se encuentran enfocadas fundamentalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Aguada Toledo - Sierra Barrosa (Lajas), Rincón del Mangrullo, El Orejano, La Amarga Chica, Loma La Lata (Sierras Blancas), Chachahuen, Llancanelo y Cerro Fortunoso. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques Barrancas, Estructura Cruz de Piedra, Mesa Verde, Vizcacheras, mientras que en el Golfo San Jorge, la mayor actividad estuvo centrada en Cañadón de la Escondida, El Guadal, Seco León, Barranca Baya, dentro de la provincia de Santa Cruz y Manantiales Behr y El Trébol - Escalante en la provincia de Chubut. En las inversiones realizadas en el Downstream, fundamentalmente se destacó la finalización de la obra de construcción del nuevo Coque que fue puesto en marcha el 29 de septiembre de 2016 y se encuentra actualmente en plena condición operativa. Asimismo continúa el avance en la ejecución de los proyectos de revamping de Topping III en Mendoza cuya puesta en producción se estima para el segundo trimestre de 2017 y de mejoras en instalaciones logísticas y desempeño en aspectos de seguridad y medio ambiente.

El activo corriente, que totalizó un valor de \$ 87.226 millones, presenta un incremento del 13,3% con respecto al año anterior. Este incremento está originado en principalmente por un incremento de los Créditos por ventas en \$ 11.534 millones como consecuencia directa del incremento en las ventas y por un mayor saldo a cobrar concentrado en el segmento de ventas de gas natural a distribuidoras y comercializadoras, a un mayor saldo correspondiente al Programa de Estímulo a la Inyección Adicional de Gas Natural y a las mayores cuentas a cobrar de nuestra controlada Metrogas S.A. por el retraso sufrido en su facturación a clientes durante 2016 a raíz del proceso de readecuación de tarifas. También existió un incremento de los Inventarios en \$2.562 millones, básicamente por la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad. Compensando parcialmente estos incrementos, se registró una disminución de los Otros créditos en \$5.957 debido a la utilización de créditos de origen impositivo (principalmente pagos a cuenta de impuesto a las ganancias por el año 2015) y por la cobranza en 2016 del saldo correspondiente al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo que se encontraba pendiente al cierre del ejercicio 2015.

En lo que respecta al Pasivo de la Sociedad, al cierre del año 2015, totalizó \$302.478 millones, lo que representó un incremento del 24,5% con respecto al saldo al 31 de diciembre de 2015.

El pasivo no corriente, que totalizó \$220.012 millones, tuvo un incremento del 34,8% con respecto al año anterior, motivado por un incremento en los préstamos de largo plazo por \$49.634 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 y un incremento de \$7.735 millones de las provisiones, como consecuencia principalmente de una mayor provisión para el abandono de campos en \$10.243, compensada parcialmente por menores provisiones para juicios y contingencias por \$1.170 millones y menores provisiones de medio ambiente en \$1.090 millones, ambas disminuciones motivadas principalmente por la desconsolidación del grupo de entidades de Maxus.

El pasivo corriente alcanzó un valor de \$82.466 millones, lo que representó un aumento del 3,4% sobre el cierre del ejercicio 2015, sin oscilaciones significativas que mencionar en sus componentes, fuera del giro ordinario de los negocios del Grupo.

*iv. Liquidez y Recursos de Capital*

Durante el año 2016, la generación de caja operativa alcanzó los \$ 49.183 millones, un 18,8% mayor a la del año anterior. Si bien el aumento del EBITDA fue de \$ 10.660, la caja operativa se incrementó en \$ 7.779 millones debido a un aumento en el capital de trabajo en el presente ejercicio. Cabe mencionar que en el ejercicio se realizó el cobro parcial de los saldos adeudados del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural a través de la recepción de BONAR 2020 US\$, los que aún se encuentran en cartera al cierre del presente período, por lo que no incrementan la caja operativa de la Sociedad. Si estas cobranzas se considerasen como parte de la generación de caja operativa del presente ejercicio, la misma hubiese presentado un incremento del 42,7% y hubiese sido \$ 17.697 millones superior a la generada en el año anterior.

El flujo de efectivo de las actividades de inversión alcanzó un total de \$ 66.174 millones durante el año 2016, un 3,3% mayor al del año anterior. Si bien las inversiones en propiedades, planta y equipo e intangibles fueron superiores en un 0,6% a las del año anterior, se registró también un incremento de las inversiones en activos financieros por \$ 2.404 millones.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el año 2016 la Sociedad tuvo un incremento neto de fondos de \$ 10.817 millones, a diferencia del incremento neto de \$ 23.665 millones obtenido en 2015. Esta diferencia fue generada por una menor toma y refinanciación de vencimientos de deuda por \$ 3.032 millones y por un mayor pago de intereses por \$ 9.550 millones. En el presente ejercicio se destacan la emisión de siete nuevas series de Obligaciones Negociables por un total de \$ 13.283 millones, US\$ 1.046 millones y 300 millones de francos suizos.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes al mismo de \$ 10.757 millones de pesos al 31 de diciembre de 2016. Asimismo, la deuda financiera de la Sociedad alcanzó los \$ 154.345 millones de pesos, siendo exigible en el corto plazo sólo un 17,3% del total.

*v. Operaciones con sociedades relacionadas*

Durante 2016 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 31 a los estados financieros consolidados y en la Nota 29 a los estados financieros individuales.

**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 General de Sociedades disposiciones que otorguen derecho a dividendos especiales futuros solamente a determinados accionistas.

El monto y el pago de dividendos se decide por mayoría absoluta de votos de los accionistas presentes 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 General de Sociedades, si el directorio propusiera la distribución de dividendos, ello requerirá 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.

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
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
2015 .....	—	—	1,28	—	1,28
2016 .....	—	—	2,26	—	2,26

- *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 hace oferta pública de sus acciones puede declarar dividendos provisorios, en cuyo caso los miembros del directorio y de la comisión fiscalizadora serán ilimitada y solidariamente responsables 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.

Según lo previsto en nuestro estatuto social y en la Ley General de Sociedades, de las ganancias líquidas y realizadas 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. Esta reserva no es disponible para su distribución a accionistas;
- (2) segundo, a remuneración del directorio y de la comisión fiscalizadora;
- (3) tercero, a distribución de dividendos de acciones preferidas, en su caso (la sociedad no tiene acciones preferidas en la actualidad); y
- (4) cuarto, el saldo, en todo o en parte 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 financieros correspondientes al ejercicio inmediatamente anterior, acompañados con los correspondientes informes de la Comisión Fiscalizadora y de los auditores externos, 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 consideración de nuestros estados financieros 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 corridos de su aprobación por 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 pago de dividendos en acciones, o en acciones y en efectivo conjuntamente, las acciones y el efectivo, según el caso, deben ponerse a disposición de los accionistas dentro del plazo máximo de 3 meses de la recepción de la notificación de la autorización de la CNV para la oferta pública de acciones correspondientes a esos dividendos. El Código Civil y Comercial de la Nación no prevé un plazo específico para el cobro de dividendos. Por aplicación del plazo genérico de prescripción, el derecho de cualquier accionista a recibir dividendos declarados por la

asamblea de accionistas prescribe a los cinco años de la fecha en que hubieran sido puestos a disposición del accionista. Sin perjuicio de ello, cabe destacar que conforme lo dispuesto en el artículo 2537 del Código Civil y Comercial de la Nación para el pago de los dividendos declarados con anterioridad al 1 de agosto de 2015 (fecha de entrada en vigencia del Código Civil y Comercial de la Nación), continúa rigiendo el plazo de 3 años previsto en el art. 848, inc. 1) del anterior Código de Comercio.

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 29 de abril de 2016, 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 2016 por hasta la suma de \$ 127.300.000.

### *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.

Adicionalmente, desde el año 2013 la compañía cuenta con un plan de pago variable a mediano plazo basado en acciones, mediante el cual todos los años se otorgan acciones

con un vesting de 36 meses. Son elegibles a este plan los niveles ejecutivos y gerenciales y el personal clave con conocimiento técnico crítico. Los importes para asignar en el plan que se incorporó en el presente año fueron aprobados por el Directorio el 10 de mayo de 2016. Este plan favorece el alineamiento del desempeño de los ejecutivos y del personal clave con los objetivos del Plan estratégico de la compañía.

## **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 29 de abril de 2016 el Directorio de la Sociedad designó al Sr. Miguel Ángel Gutiérrez como Presidente del Directorio de YPF S.A., con mandato por un ejercicio.

Como consecuencia de la división de funciones de Presidente del Directorio y Gerente General (CEO), aprobada por la Asamblea General Extraordinaria del 29 de abril de 2016, con fecha 6 de junio de 2016 el Directorio de la Sociedad designó al Sr. Ricardo Darré como Gerente General y/o Chief Executive Officer de YPF S.A., quien asumió el cargo el 1 de julio de 2016.

Al 31 de diciembre de 2016, 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</b>	Miguel Ángel Gutiérrez	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Roberto Luis Monti	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Norberto Alfredo Bruno	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Néstor José Di Pierro	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Juan Franco Donnini	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Enrique Andrés Vaquié	Clase D	Un ejercicio

<b>Cargo</b>	<b>Nombre</b>	<b>Representante de</b>	<b>Período</b>
<b>Director Titular</b>	Armando Isasmendi	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Carlos Alberto Felices	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Daniel Gustavo Montamat	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Fabián Jorge Rodríguez Simón	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Inés María Leopoldo	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Daniel Alberto Kokogian	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Octavio Oscar Frigerio	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Luis Augusto Domenech	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Titular</b>	Emilio José Apud	Clase A	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Gerardo Damián Canseco	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Alejandro Rodrigo Monteiro	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Luis Gustavo Villegas	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Lucio Mario Tamburo	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Pedro Martín Kerchner Tomba	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Facundo Daniel Massafra	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Daniel Cristian González Casartelli	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Carlos Alberto Alfonsi	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Fernando Raúl Dasso	Clase D	Un ejercicio
<b>Director Suplente</b>	Fernando Pablo Giliberti	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 N°622 de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”).

*iii. Sistema de Control Interno*

En relación con el sistema de Control Interno, la Sociedad tiene desarrolladas diversas funciones y responsabilidades, que conjuntamente a los mecanismos de control diseñados e

implantados contribuyen a asegurar un grado de seguridad razonable en cuanto al 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, valida 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, la delegación de los límites de aprobación asignados, y los procedimientos de seguridad informática.
- Auditoría interna, que evalúa la razonabilidad del diseño y el funcionamiento del sistema.

La legislación sobre gobierno corporativo, tanto en Argentina mediante la ley N°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, destaca la necesidad de que los máximos responsables de la sociedad evalúen el sistema de control interno y requiere un relevamiento, documentación y pruebas de eficacia del modelo de Control Interno y su valoración anual. Las regulaciones antes mencionadas definen al control interno como un el proceso diseñado y efectuado por la Dirección y el personal para brindar seguridad razonable sobre la confiabilidad de los Estados Financieros 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 Financieros.

La Sociedad ha establecido el Comité Interno de Transparencia o Disclosure Committee, en el que participan los máximos responsables de cada área de negocios y corporativas, cuyo objetivo fundamental es dirigir y coordinar el establecimiento y mantenimiento de: procedimientos para la elaboración de la información de carácter contable y financiero que la Sociedad debe aprobar y registrar conforme a las normas que le son de aplicación o que, en general, comunique a los mercados, sistemas de control interno suficientes, adecuados y eficaces que aseguren la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de los estados financieros de la Sociedad contenidos en los Informes Anuales y Trimestrales, así como de la información contable y financiera que la Sociedad debe aprobar y registrar.

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 ha implementado 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 hidrot ratamiento de gasoil de bajo contenido de azufre fue puesta en marcha durante 2012. En la refinería Lujan de Cuyo las nuevas plantas HDS III (hidrot ratamiento de gasoil) y HTN II (hidrot ratamiento de nafta) fueron puestas 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.

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 mismo período, se realizaron inversiones en proyectos tanto 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 m<sup>3</sup> de Etanol en Concepción de Uruguay. En 2016 se completó además un nuevo tanque de 3.000 m<sup>3</sup> de FAME en la terminal San Lorenzo.

Durante 2016 en cada una de nuestras refinerías continuamos con las iniciativas respecto a: investigaciones para remediar 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, de Refino y Marketing y Química.

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 millones. La planta utiliza la última tecnología disponible en el mundo para realizar procesos químicos, lo 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.

En septiembre de 2016 hemos puesto en marcha una nueva unidad de coque en la refinería La Plata, que implicó una inversión de US\$ 978 millones, sustituyendo la unidad 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.

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 incrementar la capacidad de tratamiento biológico en la refinería La Plata, una nueva antorcha en la Refinería Luján de Cuyo y en la Refinería Plaza Huinul, 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. Durante 2016, comenzamos a implementar un programa de similares características en el área de influencia de la refinería Luján de Cuyo.

En 1991 nos adherimos a un convenio 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*.

Durante 1997 y 1998 cada una de nuestras refinerías (La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huinul) fueron certificadas bajo las normas ISO 9001 (desempeño de calidad) e ISO 14001 (desempeño medioambiental). Todas ellas también fueron certificadas bajo la norma OHSAS 18001 sobre desempeño en salud y seguridad laboral. Adicionalmente, desde 2008, los complejos de La Plata y Luján de Cuyo han sido verificados de acuerdo a la norma ISO 14064 para el inventario de gases de efecto invernadero de origen industrial. Estas refinerías mantienen sus sistemas bajo revisión y mejora continua por parte de organizaciones acreditadas.

En cuanto al cambio climático, YPF posee un nuevo compromiso corporativo interno sobre cambio climático y eficiencia energética, el cual fue desarrollado y firmado en junio de 2015. Este documento establece el marco para que la Sociedad trabaje en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo a realizar actividades mitigantes y promoviendo el desarrollo sustentable y la preservación de los recursos naturales. En este sentido:

- YPF se ha 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”) en la refinería de La Plata, convirtiéndose así en el primer proyecto de este tipo en el mundo. El proyecto reduce las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los combustibles fósiles utilizados para el proceso de calentamiento reemplazando estos combustibles por gases residuales recuperados 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 puede significar una reducción de hasta unas 200.000 toneladas de las emisiones anuales de dióxido de carbono. Durante 2016 el proyecto La Plata redujo las emisiones de dióxido de carbono en aproximadamente 130.000 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 2016, el proyecto redujo las emisiones de dióxido de carbono en aproximadamente 26.000 toneladas;
- 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, seis proyectos en el mundo (Argentina, China, Kuwait y Egipto) están siendo desarrollados aplicando esta metodología elaborada por YPF;
- Nos comprometimos con la verificación, por parte de un tercero, de un inventario de emisiones de gases de 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 julio de 2016 se completó el proceso de verificación de inventario de gases de efecto invernadero en el complejo de La Plata y en la refinería Luján de Cuyo. Durante 2016 comenzaron las actividades de implementación para el inventario de emisiones de gases de efecto invernadero en la refinería de Plaza Huincul en pos de que sean verificadas por una entidad independiente durante 2017;
- 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 constituyen aproximadamente 6.500 hectáreas de árboles bajo un programa de trabajo a largo plazo. 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, fue posible realizar una estimación conservadora de aproximadamente 760.000 toneladas equivalentes de dióxido de carbono que fueron capturados por las actividades del proyecto de forestación desde 1984 (cuando se produjo la primera forestación) hasta 2013;

- Nos comprometimos a fortalecer la relación establecida con el Ministerio 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. En este sentido, se firmó un acuerdo marco entre YPF y dicho Ministerio para la colaboración mutua en temas medioambientales y particularmente en relación con el Cambio Climático; y
- Un proyecto piloto de actividades de adaptación fue llevado a cabo en una locación particular de la Sociedad. En este aspecto, se usó una herramienta de adaptación que requirió la identificación de riesgos climáticos, una investigación sobre tendencias climáticas pasadas, presentes y futuras y la identificación de las actividades de adaptación necesarias así como las ya actualmente implementadas.

En relación a las actividades de gestión del agua, una nueva herramienta ha sido implementada en dos locaciones para la identificación de los riesgos del agua y las prácticas adecuadas de manejo del agua y de los efluentes. Además, durante los últimos años se ha realizado un estudio de lineamientos de base sobre la gestión del agua para las diferentes instalaciones de la compañía, lo que nos permitió establecer los puntos de toma de agua y evacuación del agua (efluentes) con los volúmenes correspondientes. Centrándose en el desarrollo y la investigación, la empresa creó YPF Tecnología S.A., donde se llevan a cabo actividades medioambientales en diferentes campos. Particularmente, durante 2016 se realizaron actividades de fortalecimiento para la restauración biológica de los sitios. Estas actividades también recibieron el apoyo de universidades locales.

## *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 liderado 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 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% del agua utilizada se puede 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 de Neuquén.

Desde el inicio de las operaciones no convencionales, YPF ha considerado la protección del medio ambiente como uno de los valores de su política de salud, seguridad y medio ambiente.

De conformidad con la Disposición No. 112/2011 de la Subsecretaría de Medio Ambiente de Neuquén, el proyecto tiene un estudio medioambiental de lineamientos de base. Este estudio incluye la descripción actual y la caracterización medioambiental de las áreas de concesión y especialmente de los componentes medioambientales que pueden verse afectados significativamente por los proyectos y actividades.

YPF ha desarrollado 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 factores similares a los de sustentabilidad y efecto neto ambiental como se describe en recursos hídricos).

YPF tiene en ejecución los siguientes estudios: (i) un 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, (ii) un estudio similar fue realizado en el área Nambuena durante 2016.

## **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 CNV “Información sobre reservas 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), líquidos de gas natural y 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 las acumulaciones de petróleo crudo y gas natural en el subsuelo, 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 realizadas por 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 una 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 2016 y la evolución correspondiente:

	<b>Petróleo crudo y condensado</b>		
	<b>(millones de barriles)</b>		
	<b>2016</b>		
	<b>Argentina</b>	<b>Estados Unidos</b>	<b>Consolidado</b>
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	<b>607</b>	<b>1</b>	<b>608</b>
Revisiones de estimaciones anteriores	(74)	(1)	(75)
Extensiones, descubrimientos y recuperación	80	-	80

mejorada			
Compras y Ventas	2	-	2
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(90)	(*)	(90)
Saldos al cierre del ejercicio <sup>(1)</sup>	<b>525</b>	<b>-</b>	<b>525</b>

	2016		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	439	1	440
Saldos al cierre del ejercicio	<b>380</b>	<b>-</b>	<b>380</b>
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	168	-	168
Saldos al cierre del ejercicio	<b>145</b>	<b>-</b>	<b>145</b>

\* Menos de 1 (uno).

- (1) Nuestras reservas comprobadas de crudo y condensado al 31 de diciembre de 2016 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 76 mmbbl, 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 condensado para el año 2016 incluye un volumen estimado de aproximadamente 13 mmbbl relativos a los citados pagos.

	Líquidos de gas natural		
	(millones de barriles)		
	2016		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	71	-	71
Revisiones de estimaciones anteriores	5	-	5
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	11	-	11
Compras y Ventas	-	-	-
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(19)	-	(19)
Saldos al cierre del ejercicio <sup>(1)</sup>	<b>68</b>	<b>-</b>	<b>68</b>

	2016		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	56	-	56
Saldos al cierre del ejercicio	<b>53</b>	<b>-</b>	<b>53</b>
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	15	-	15
Saldos al cierre del ejercicio	<b>15</b>	<b>-</b>	<b>15</b>

\* Menos de 1 (uno).

- (1) Nuestras reservas comprobadas de líquidos de gas natural al 31 de diciembre de 2016 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 8 mmbbl, 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 líquidos de gas natural para el año 2016 incluye un volumen estimado de aproximadamente 2 mmbbl relativos a los citados pagos.

**Gas Natural**  
(miles de millones de pies cúbicos)

	2016		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	3.067	5	3.072
Revisiones de estimaciones anteriores	(105)	(5)	(110)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	372	-	372
Compras y Ventas	165	-	165
Producción del ejercicio <sup>(1)</sup>	(576)	(*)	(576)
Saldos al cierre del ejercicio <sup>(1)</sup>	<b>2.923</b>	<b>-</b>	<b>2.923</b>

	2016		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	2.205	5	2.210
Saldos al cierre del ejercicio	<b>2.143</b>	<b>-</b>	<b>2.143</b>
Reservas comprobadas, no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	862	-	862
Saldos al cierre del ejercicio	<b>780</b>	<b>-</b>	<b>780</b>

\* Menos de 1 (uno).

(1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2016 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 337 mmcf, 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 2016 incluye un volumen estimado de aproximadamente 60 mmcf relativos a los citados pagos.

En el año 2016, la incorporación de reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos alcanzó los 98 millones de barriles de petróleo equivalentes, de los cuales 22 millones de barriles corresponden a líquidos y 76 millones de barriles de petróleo equivalentes a gas natural. De esta manera, y teniendo en consideración la producción del período, las reservas probadas han disminuido un 9,2%, de 1.226 millones de barriles de petróleo equivalentes a 1.113 millones de barriles de petróleo equivalentes.

Es así como la tasa de reemplazo de reservas alcanzó un 46% (74% para gas natural y de 20% para los líquidos). En el año anterior la tasa de reemplazo de reservas había alcanzado el 107%.

En la Cuenca Neuquina se destacan las incorporaciones de reservas comprobadas por el desarrollo de los reservorios de la Formación Vaca Muerta, tanto en Shale Gas -El Orejano y Aguada Pichana- como en Shale Oil -Loma La Lata Norte, Loma Campana- así como las del desarrollo de Tight Gas en la Formación Lajas/Mulichinco -Estación Fernández Oro, Aguada Toledo - Sierra Barrosa y Rincón del Mangrullo-. En yacimientos convencionales de gas natural, se destacan la incorporación por actividad y comportamiento en Loma La Lata Central y Aguada Pichana, mientras que en petróleo se destaca la incorporación de reservas por recuperación mejorada en Chachahuén Sur y CNQ7/A y por actividad de perforación en Volcán Auca Mahuida. Además se destaca la incorporación de reservas por compra de participación en Río Neuquén y Aguada de la Arena.

Por su parte en la Cuenca del Golfo de San Jorge, se destaca la incorporación de reservas debido a la continua extensión de los proyectos de recuperación secundaria en yacimientos como Manantiales Behr, El Trébol y Barranca Baya.

En la Cuenca Austral se destaca la incorporación de mejoras de infraestructura en el área Magallanes, mientras que en la Cuenca Cuyana destacan la adición del nuevo campo Mesa Verde y la incorporación de reservas por perforación primaria en Ugarteche.

Al cierre del ejercicio 2016, las principales áreas de producción y reservas de hidrocarburos de YPF son las siguientes: Loma La Lata Central, Aguada Toledo-Sierra Barrosa, Loma La Lata Norte, Loma Campana, Estación Fernández Oro, Rincón del Mangrullo, El Orejano, Puesto Hernández y El Portón en la Cuenca Neuquina, Vizcacheras y La Ventana en la Cuenca Cuyana, Manantiales Behr, Los Perales, Cañadón Seco, Barranca Baya, El Trébol y Lomas del Cuy 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 2016 fueron estimadas internamente y auditadas de acuerdo al procedimiento interno de control de calidad, el cual está integrado dentro del sistema de control interno de YPF.

Auditoría de Reservas (AR) está separada y es independiente del negocio de Upstream. La actividad de AR 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 AR son asegurarse de que las estimaciones y declaraciones de reservas comprobadas de YPF cumplen con las reglas y definiciones 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 el registro de las reservas comprobadas. AR 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 AR brindar formación al personal involucrado en la estimación de reservas y en el proceso de reporte dentro de YPF. AR 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 AR 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 AR 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 de la tolerancia del 7% o 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 2016, Gaffney, Cline & Associates auditó ciertas áreas de YPF, operadas y no operadas, de las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, NOA y Cuyana de Argentina. Estas auditorías fueron realizadas con fecha 31 de diciembre de 2016 y los campos auditados contienen en conjunto de acuerdo a nuestra estimación, 417,7 millones de barriles de petróleo equivalentes de reservas comprobadas, lo cual representa aproximadamente el 37,5% de nuestras reservas comprobadas a esa fecha.

Además se nos requiere, de conformidad con las Resoluciones 69/2016 y 324/06 de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos, 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 Recursos Hidrocarbúricos, según se define en dichas resoluciones, con la certificación de un auditor externo de reservas. La mencionada certificación y auditoría externa solamente tiene el alcance que se establece en las Resoluciones 69/2016 y 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 2015 y las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas presentadas ante la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos 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 Recursos Hidrocarburíferos 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 Recursos Hidrocarburíferos 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 el párrafo precedente, y (iii) la definición de reservas comprobadas en virtud de las Resoluciones 69/2016 y 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 esta Memoria 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 Sociedad 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 encuentran 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 sostenido que aseguren de esta forma valor futuro para el conjunto de sus accionistas y atento a los intereses de cada uno de ellos.

Las negociaciones entre productores y refinadores, son una indicación del esfuerzo mancomunado para sostener la actividad y tender a la escala competitiva de la industria de petróleo y gas deseada en el largo plazo. En este sentido, en un marco de continuidad de estas negociaciones para el año 2016, en lo que se refiere a los precios de comercialización de los combustibles y del petróleo en el mercado interno, se acordó para este último una reducción estimada de un 10% en los precios a partir del primer trimestre del año y en agosto se volvió a acordar una reducción adicional del 6%, escalonada en tres meses. Adicionalmente, en enero de 2017, las empresas productoras y refinadoras llegaron a un acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina, en el cual se estableció un sendero de precios para la comercialización de petróleo en el mercado interno, con el objetivo de alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017, conforme a los escenarios de precios futuros vigentes a dicha fecha en los mercados mundiales, y relacionando los precios internos de naftas, gas oil y fuel oil a dicho sendero de precios. Este acuerdo tiene un plazo de vigencia de 12 meses contados a partir del 1° de enero de 2017.

La estrategia de la Sociedad implica el establecimiento de importantes objetivos para incrementar el valor de la misma en los próximos años, los cuales se centran en: (i) focalizarse en mejorar la eficiencia y productividad para adaptarse a un escenario de precios internacionales bajos por un período prolongado; (ii) continuar el incremento de producción, especialmente de gas natural; (iii) el desarrollo de recursos no convencionales y la mayor explotación de áreas maduras; (iv) aumentar nuestra capacidad de refinación y/o conversión para acompañar el crecimiento de la demanda de productos refinados; (v) la exploración convencional y no convencional, extendiendo los límites de yacimientos actuales e incursionando en nuevas fronteras exploratorias, incluyendo el offshore; (vi) la evaluación permanente del portafolio de activos para identificar oportunidades de inversión y desinversión, (vii) potenciar el valor de nuestra marca y nuestra plataforma comercial, y (viii) mantener una sólida estructura de capital.

Seguimos adelante en forma exitosa las asociaciones con Chevron Corporation para el área de Loma Campana, con Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisur S.A. para el área El Orejano, con Petrolera Pampa para el área Rincón del Mangrullo, y con Petronas (E&P) Overseas Ventures Sdn. Bhd para el área La Amarga Chica, alcanzando en total una producción conjunta de 47,5 miles de barriles diarios de líquidos y 6,4 millones de m<sup>3</sup> diarios de gas natural en el año 2016, siendo la porción neta atribuible a la Sociedad, un 50% de los volúmenes mencionados.

En octubre de 2016, YPF y Statoil de Noruega firmaron un acuerdo de cooperación para profundizar el conocimiento que YPF posee sobre el offshore argentino. Este acuerdo le permitirá a nuestra compañía realizar estudios conjuntos en un área de interés mutuo, que cubre principalmente el talud continental del offshore argentino.

Con fecha 23 de febrero de 2017, YPF celebró un acuerdo con O&G Developments Ltd. S.A., una afiliada de Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A., por medio del cual YPF y O&G acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil y shale gas en dos fases, con una inversión conjunta de US\$ 305,8 millones en el área Bajada de Añelo, Provincia del Neuquén, de los cuales O&G aportará el 97,6% e YPF el 2,4%. O&G será el operador del área. El Acuerdo prevé un período de exclusividad para la negociación y firma de contratos definitivos. Una vez firmados los mismos y cumplidas ciertas condiciones precedentes, entre las que se encuentra la aprobación regulatoria pertinente por parte de las autoridades de la Provincia del Neuquén, se iniciará la ejecución del proyecto, por el cual O&G adquiriría una participación del 50% en la concesión de explotación que cubre un área de 204 km<sup>2</sup>.

En el ámbito internacional, en julio de 2016 YPF suscribió un acuerdo con YPFB (Bolivia) para la exploración del Área Charagua. Este bloque se encuentra ubicado en el departamento de Santa Cruz de la Sierra y cuenta con una superficie de 99.250 hectáreas, donde se estiman recursos de aproximadamente 2,7 TCF de gas natural. Posteriormente, en enero de 2017 se dio un nuevo paso en esta asociación con YPFB y se firmó un contrato de servicios petroleros para la exploración y explotación del área mencionada. Este hito

marca la vuelta de YPF a una región exploratoria de alto potencial para la producción de gas natural.

En materia de exploración, durante el año 2016 la inversión exploratoria ascendió a \$ 1.392 millones, mostrando una disminución de aproximadamente un 50% con respecto al año anterior, y estuvo orientada a la búsqueda de objetivos convencionales someros y profundos en las cuencas Cuyanas, Neuquina, Cuenca del Golfo San Jorge y Austral, la extensión del no convencional y la estimación del potencial offshore.

Con fecha 9 de marzo de 2017, el Directorio de la Sociedad aprobó la fusión por absorción de YPF (sociedad absorbente) con sus subsidiarias directas e indirectas YSUR Participaciones S.A.U., YSUR Inversiones Petroleras S.A.U., YSUR Inversora S.A.U., YSUR Petrolera Argentina S.A., Petrolera TDF Company S.R.L., YSUR Energía Argentina S.R.L., Petrolera LF Company S.R.L. e YSUR Recursos Naturales S.R.L. (sociedades absorbidas), por la cual la primera absorberá a las segundas, las cuales se disolverán sin liquidarse. La fusión tiene efecto a partir del 1° de enero de 2017.

En lo referido al negocio de Downstream, en el presente ejercicio 2016 se destacó la culminación de la construcción de una nueva planta de coke, la cual fue puesta en marcha el 29 de septiembre de dicho año y se encuentra actualmente en plena condición operativa. Dicha planta implicó una inversión total de US\$ 978 millones e incorpora las últimas tecnologías disponibles en materia de seguridad y cuidado del medio ambiente, permite elevar en un 10% la producción de naftas y de gasoil, llegando hasta 1.190.000 m<sup>3</sup>/año de combustibles y 360.000 toneladas adicionales de carbón de coque y ha constituido una de las obras industriales más relevantes de las últimas décadas.

Todo lo expuesto en el párrafo anterior se halla en línea con 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 este sentido, destacamos la gran aceptación que tuvo en el mercado el lanzamiento de “Infinia”, nuestra nafta de alta tecnología, con una participación de aproximadamente un 31% sobre el total de las ventas de naftas de la compañía. En este mismo sentido, con fecha 3 de noviembre de 2016 hemos realizado el lanzamiento de “Infinia Diesel”, nuestro nuevo combustible inteligente, diseñado con tecnología innovadora que cuida y protege los motores diesel modernos, brindando el máximo desempeño y eficiencia. Este nuevo combustible satisface la demanda de los vehículos modernos, tanto de pasajeros como de carga, que deben cumplir con los límites de emisiones de las normas Euro 5 (que entró en vigencia en el país este año) y Euro 6.

Adicionalmente, con la decisión de potenciar el gas como un pilar de crecimiento de YPF, durante el mes de marzo de 2016, se ha conformado la Vicepresidencia Ejecutiva de Gas y Energía. El objetivo central será el asegurar en una única función el desarrollo de un Plan

de Negocio Integral para el gas y la energía eléctrica que maximice los beneficios y la eficiencia energética a nivel compañía, más allá de las áreas ejecutoras. Este plan también estará enfocado en la incubación y la maduración de proyectos de energías renovables y en la optimización tanto de las instalaciones existentes como de los nuevos desarrollos.

En este sentido, a través de nuestra sociedad controlada YPF Energía Eléctrica (YPFEE), firmamos un acuerdo con General Electric (GE) para la construcción de dos plantas de generación eléctrica ubicadas en las localidades de El Bracho, provincia de Tucumán y Añelo, provincia de Neuquén (Loma Campana), producto de haber sido adjudicados en licitaciones públicas efectuadas por el Estado Nacional, con una inversión total estimada en US\$ 230 millones. El comienzo de la construcción de las centrales tuvo lugar durante el tercer trimestre de 2016 en Tucumán y en el cuarto trimestre de 2016 en Añelo, estimándose que el comienzo de las operaciones y generación de electricidad sea en enero de 2018 y noviembre de 2017, respectivamente. Las nuevas usinas tendrán una potencia de 270 MW y 108 MW, respectivamente, y estarán conectadas al Sistema Interconectado Nacional. Con un diseño innovador y sustentable, las instalaciones garantizarán altos niveles de eficiencia lo que permitirá reducir los costos del sistema y brindar mayor confiabilidad a la red eléctrica del Noroeste Argentino y Neuquén y producirán energía para más de 340.000 familias así como también para nuestras instalaciones en Loma Campana.

Adicionalmente, YPF comienza a dar sus primeros pasos en las energías renovables, con el proyecto eólico de Manantiales Behr, un proyecto que consta de dos etapas, cada una de 50MW, pudiendo totalizar 100MW. Este es uno de los proyectos eólicos más importantes del país por su tamaño y por la calidad del recurso que permitirá generar energía eléctrica en la zona de Comodoro Rivadavia, reforzando el abastecimiento de la región y de las operaciones de YPF. Este proyecto, que contempla una inversión total estimada en US\$ 190 millones, se comenzó a construir en septiembre de 2016 e iniciará su operación sobre finales de 2017, pudiendo así YPF cumplir con la nueva Ley N° 27.191 de Energías Renovables.

Por otra parte, tal como se describe en la Nota 27 de los estados financieros consolidados, con fecha 17 de junio de 2016, las Entidades de Maxus realizaron una presentación bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras en el Tribunal de Quiebras del Distrito de Delaware de los Estados Unidos (en adelante “el Tribunal de Quiebras”). En este marco, las Entidades de Maxus han llegado a un acuerdo con YPF S.A. para resolver todos los eventuales reclamos de las Entidades de Maxus contra el Grupo YPF, incluyendo cualquier reclamo de alter ego, reclamo que las Entidades de YPF entienden carece de fundamentos.

Entendemos que YPF Holdings Inc. a pesar de seguir manteniendo el 100% de la participación accionaria sobre las Entidades de Maxus, ha dejado de tener la capacidad de utilizar su poder sobre dichas entidades para influir significativamente en sus operaciones y resultados y por ende, ha procedido a la desconsolidación de las inversiones en las Entidades de Maxus desde el 17 de junio de 2016.

Luego de los últimos años donde la Sociedad se vio en la necesidad de implementar un agresivo plan de inversiones para incrementar sus reservas y su capacidad de producción en todos sus segmentos de negocios, ingresamos ahora en un periodo donde las inversiones estarán más alineadas con la generación operativa de fondos.

En materia de financiamiento, nuestros esfuerzos continúan enfocados en la optimización de nuestra estructura de financiamiento, como así también en la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a nuestros objetivos de inversión, hechos que se han materializado a partir de la emisión de obligaciones negociables realizadas por la Sociedad. Como una continuidad de las exitosas colocaciones realizadas en 2015, durante 2016 se emitieron siete nuevas series de Obligaciones Negociables, por un total de \$ 13.283 millones, US\$ 1.046 millones y 300 millones de francos suizos.

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 resultados**

Los Resultados acumulados al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 ascendieron a \$28.231 millones de pérdida. Al 31 de diciembre de 2016, el total del patrimonio neto de la Sociedad era positivo y ascendía a \$118.755 millones, no encontrándose la Sociedad alcanzada por las disposiciones del artículo 206 ni del artículo 94 inciso 5 de la Ley General de Sociedades N°19.550.

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 N°19.550). Se deja constancia de que, si bien el resultado del ejercicio ha sido de pérdida, el requisito mencionado precedentemente en materia de Reserva Legal se ha cumplido durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009.

El Directorio estima conveniente proponer a la Asamblea General de Accionistas: a) desafectar íntegramente la reserva especial de ajuste inicial por implementación de las NIIF en razón de lo dispuesto por el artículo 10 Capítulo III Título IV de las Normas CNV T.O. 2013, la reserva para futuros dividendos, la reserva para compra de acciones propias y la reserva para inversiones; b) absorber íntegramente las pérdidas acumuladas en Resultados No Asignados hasta \$28.231 millones contra los importes correspondientes a las reservas desafectadas por hasta dicho monto; y c) el remanente de las reservas desafectadas destinarlo del siguiente modo: (i) la suma de \$100 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, y (ii) la suma de \$716 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 Artículo 66 de la Ley General de Sociedades N°19.550.

**EL DIRECTORIO**

Buenos Aires, 9 de marzo de 2017

**YPF S.A.**  
**Informe sobre Código de Gobierno Societario 2016**  
**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°622/2013 (la "Resolución").

YPF suscribe la importancia que tiene para las empresas disponer de un sistema de gobierno corporativo que oriente la estructura y funcionamiento de sus órganos en interés de la compañía y de sus accionistas. Los pilares básicos del sistema de gobierno corporativo de YPF, recogido, fundamentalmente, en el Estatuto Social, el Reglamento del Directorio, el Reglamento del Comité de Transparencia, y el Código de Ética y Conducta de los empleados de YPF (el "Código de Ética") y su Anexo I: el Reglamento Interno de Conducta de YPF (el "Reglamento") 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, resaltan la apuesta decidida que hace la Compañía por el buen gobierno corporativo, la transparencia y la responsabilidad social.

## **II. Normas aplicables**

Ley N°26.831 de Mercado de Capitales (la "Ley 26.831") y las Normas de la CNV.

## **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 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. 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 al 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 Sociedad 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 CNV, 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 (T.O.2013) dispone que: “A los efectos de lo dispuesto en el artículo 72 inciso a), apartado II) de la Ley N°26.831, se considerarán personas con “participación significativa” a aquellas que posean acciones que representen por lo menos el QUINCE POR CIENTO (15%) del capital social, o una cantidad menor cuando tuvieren derecho a la elección de uno o más directores por clase de acciones o tuvieren con otros accionistas convenios relativos al gobierno y administración de la sociedad de que se trate, o de su controlante.”

Los actos o contratos referidos anteriormente, inmediatamente después de haber sido aprobados por el Directorio, deben ser informados a la CNV, con expresa indicación de la existencia del pronunciamiento del Comité de Auditoría o, en su caso, de las firmas evaluadoras independientes. Asimismo, a partir del día hábil inmediatamente posterior al día en que la transacción sea aprobada por el Directorio, los informes del Comité de Auditoría o de las firmas evaluadoras independientes se pondrán a disposición de los accionistas en la sede social. Si el Comité de Auditoría o las dos firmas evaluadoras independientes dictaminan que el contrato no constituye una operación adecuada a las condiciones normales y habituales de mercado, deberá obtenerse previa aprobación en la Asamblea de la Sociedad.

La Sociedad ha informado en los años precedentes sobre las operaciones con partes relacionadas en virtud de la normativa referida. Asimismo, la Sociedad expone en los Estados Financieros (nota 31) 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. Además de cumplir con 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 en su relación con la Emisora o con personas relacionadas con la misma.

La Sociedad cumple con la recomendación a través de los 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 S.A. en el ámbito del mercado de capitales (el “Reglamento”), aplicables al Directorio, empleados, contratistas, sub-contratistas, proveedores, socios de negocios, 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 tienden a prevenir el uso indebido de información privilegiada por parte de los miembros del Órgano de Administración, gerentes de primera línea, síndicos, accionistas controlantes o que ejerzan 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 (T.O. 2013).

La Emisora cumple con dicho requerimiento a través de una política plasmada en el Código de Ética 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 General de Sociedades 19.550 (“LGS”) y las Normas CNV T.O. 2013. 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, y analiza la política de inversiones y financiación al momento de considerar y aprobar el Presupuesto Anual, teniendo en cuenta el contexto del ejercicio 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 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 aprobó y puso en ejecución, el Reglamento Interno de Conducta de YPF S.A. en el Ámbito del Mercado de Capitales, anexo al Código, 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 las 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 CNV (T.O. 2013). 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 Nombramientos y Remuneraciones 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, en caso de que los hubiera (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 LGS, 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 LGS.

### **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 Nombramientos y Remuneraciones 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 empresaria,**

Los valores fundamentales del ADN de YPF, la definen como una empresa profesional, competitiva, integral y con una importante presencia en todo el país. 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, siendo para YPF 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) **Ciudades Sostenibles:** junto con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), autoridades nacionales, provinciales y municipales, y la Fundación YPF, la compañía trabajó en la elaboración de los planes estratégicos de acción para un desarrollo urbano sostenible, de ciudades clave para el crecimiento energético de la Argentina. Estos planes contemplan, en su etapa de implementación, 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 continuamos con la implementación de los Planes de Acción ya realizados para Las Heras y Añelo, e iniciamos la elaboración de los planes para las ciudades de Allen, provincia de Río Negro y, Malargüe, provincia de Mendoza..
- (II) **Diálogo con Comunidades Indígenas:** En ocasiones, YPF desarrolla sus actividades en áreas en las que habitan comunidades indígenas. El resguardo de sus derechos y el respeto por su cultura son los ejes que guían la relación, y se materializan en la práctica mediante la comunicación, el intercambio de información y la respuesta permanente ante inquietudes de las comunidades, basado en un proceso de diálogo según los principios que propone la Convención 169 de la OIT sobre pueblos indígenas y tribales, considerada como guía, aunque sólo los gobiernos se encuentran obligados por dicha Convención. A lo largo de los últimos años, se ha logrado establecer un vínculo basado en el diálogo permanente y el respeto, particularmente en la provincia de Neuquén, donde la empresa desarrolla su principal operación productiva de petróleo y gas. Así mismo se han continuado iniciativas relevantes para la mejora de su calidad de vida.
- (III) **Sustenta:** Con el fin de aportar al desarrollo de la industria nacional y el fortalecimiento de los proveedores locales, YPF continuó con el desarrollo del programa SUSTENTA, que se propone realizar con proveedores específicos desarrollos de alto impacto identificando casos de alta visibilidad para el negocio y la industria con el objetivo de la mejora de la productividad y calidad, capturando las oportunidades de crecimiento y así generar alternativas que mejoran la competitividad.  
El programa hace fuerte hincapié en el impulso y seguimiento de los planes de sustitución de importaciones de las principales empresas contratistas de YPF, orientando el desarrollo de proveedores a través de diversos instrumentos propios y de organismos públicos.
- (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. Durante 2016, se mantuvo la operación de los MAS.
- 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 del Comité de Auditoría, del Comité de Riesgos y Sustentabilidad y, de la Gerencia 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 con los mecanismos de control diseñados e implantados, contribuyen a asegurar un grado de seguridad confiable en cuanto al 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 del reporte financiero y la preparación de los Estados Financieros de la Sociedad de acuerdo con NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera), 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.

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 Financiera y considerando el trabajo realizado por nuestros auditores externos e internos, el Comité de Auditoría analiza los estados financieros 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 efectivos, el Comité de Auditoría supervisa el avance de la auditoría anual que tiene por objeto la evaluación de los controles en respuesta a los riesgos respecto de la fiabilidad e integridad

de la información financiera y operativa, la eficacia y eficiencia de las operaciones y programas, la protección de activos, y el cumplimiento de leyes, regulaciones, políticas, procedimientos y contratos.

Durante cada ejercicio, el Comité de Auditoría recibe información de nuestra Gerencia 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"). Dicho proceso 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 Sociedad 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 8 de marzo de 2017 sobre las revisiones realizadas a la fecha respecto del sistema de control interno para la presentación de información financiera al 31 de diciembre de 2016.

El Comité de Auditoría mantiene una comunicación permanente con el auditor externo en las diferentes etapas de la auditoría, lo que le permite llevar a cabo un análisis detallado de los aspectos relevantes de la auditoría de los estados financieros 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 miembros 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 Nombramientos y Remuneraciones, 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.

Por otro lado, en abril del 2016, el Directorio aprobó la creación de dos comités nuevos –Comité de Compliance y Comité de Riesgos y Sustentabilidad– con la idea de tener un Directorio con mayor involucramiento de parte de sus miembros en cuestiones relativas al gobierno corporativo; de acuerdo con lo previsto por el artículo 17 inciso xii) del Estatuto Social; y, teniendo en cuenta las mejores prácticas del mercado local e internacional en cuestiones relativas a esta materia.

En ese sentido, 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 CNV N.T. 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. 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 Ejecutivo de Gas y Energía, el Vicepresidente de Desarrollo de Negocios y Arquitectura de Proyectos, el Vicepresidente de Comunicación y Relaciones Institucionales, el Vicepresidente de Recursos Humanos, el Vicepresidente de Supply Chain, el Vicepresidente de Medio Ambiente, Seguridad y Salud y los Auditores Interno y de Reservas y el Gerente Ejecutivo de Tecnología e Innovación (cargo creado por el Directorio en diciembre de 2016 y que al 9 de marzo de 2017 se encuentra vacante).

c) Comité de Nombramientos y Remuneraciones. 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 gerentes de primera línea y, en caso de corresponder, a aquellos miembros del Directorio con funciones ejecutivas en la Sociedad. El mismo está integrado por cinco directores titulares del Directorio. En abril de 2016, el Directorio aprobó el cambio de denominación del Comité de Compensaciones a Comité de Nombramientos y Remuneraciones, ampliando su injerencia a la revisión y aprobación de políticas de aplicación general en materia de Compensaciones y Beneficios, y de Gestión del Talento, a fin de asegurar la captación, desarrollo, compromiso y retención del talento humano de la Compañía.

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.

Los dos comités nuevos son:

e) Comité de Compliance. Es un comité del Directorio, creado para fomentar el cumplimiento de los requerimientos de las leyes, regulaciones, normas, políticas y/o códigos organizacionales, y de los principios de buena gestión corporativa y estándares éticos aplicables a la Sociedad; asesorar a los Directores, Gerentes de Primera Línea y personal de la Sociedad, para asegurar la adecuada comprensión de sus responsabilidades y las normas éticas que rigen sus actividades y, supervisar la gestión y analizar la estrategia litigiosa de los principales conflictos prejudiciales, arbitrales y judiciales

de YPF y sus participadas, entre otras funciones. Está integrado por 5 miembros titulares del Directorio.

f) Comité de Riesgos y Sustentabilidad. Es un comité del Directorio, creado para establecer las políticas de gestión integral del riesgo empresarial y monitorear su adecuada implementación; identificar y evaluar los principales factores de riesgos que son específicos de la Sociedad y/o su actividad; monitorear los riesgos e implementar las acciones de mitigación correspondientes; entre otras funciones. Está integrado por 5 miembros titulares del Directorio.

La Sociedad ha considerado oportuno la formación de un Comité de Dirección, que es un comité interno integrado por el CEO y por los ejecutivos de primera línea de las principales áreas de negocio y corporativas que designen ambos de común acuerdo. La función principal de este Comité es brindar apoyo al CEO en la dirección y gestión ordinaria del negocio de la Compañía. El Presidente del Directorio es un invitado permanente de este Comité.

**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 del Directorio establece que la convocatoria deberá hacerse con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, pudiendo haber excepciones por razones de urgencia. Por su parte, en el ámbito de las reuniones de Directorio las líneas gerenciales 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,**

La Primera Línea mantiene informado al Directorio periódicamente sobre 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 Nombramientos y Remuneraciones del

Directorio 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 indican 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.

Asimismo, el Reglamento prevé las 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 la LGS y el Estatuto de la Sociedad. 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 y aprobado en la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 29 de abril de 2016.

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 designa a los directores ya sean independientes o no independientes de acuerdo con la Ley 26.831 y las Normas de la CNV.

Actualmente YPF tiene quince (15) directores titulares -de los cuales catorce (14) revisten la condición de independientes;- y diez (10) directores suplentes, de los cuales cinco (5) revisten la condición de independientes; cuatro (4) de ellos son empleados. 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 y la LGS.

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 15 miembros del Directorio, 14 de ellos revisten el carácter de Independiente, representando un 90% 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; tal como se informa en el punto anterior, la Asamblea de Accionistas designa a los directores independientes o no independientes de acuerdo con la Ley 26.831 y Normas de CNV. Actualmente un 90% de la totalidad de los miembros titulares del Directorio revisten el carácter de Independiente, de acuerdo a las designaciones de autoridades realizadas en la Asamblea General de Accionistas del 29 de abril de 2016

**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, teniendo en cuenta si se encontraban alcanzados por 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 a través del Comité de Nombramientos y Remuneraciones.

**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.**

En abril de 2016, el Directorio aprobó el cambio de denominación del Comité de Compensaciones a Comité de Nombramientos y Remuneraciones. El mismo está integrado por cinco (5) miembros titulares del Directorio, de los cuales cuatro (4) revisten la condición de independientes, revistiendo esta condición su Presidente. 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; recomendar y/o aprobar las condiciones de 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. El Comité se reúne con una frecuencia no menor a cuatro (4) veces por año y toda vez que fuera necesario a iniciativa de cualquiera de sus miembros.

Asimismo, en cuanto al nombramiento de personas idóneas para ocupar los cargos de directores del Directorio, si bien éste puede realizar recomendaciones a la Asamblea, dicha designación se encuentra a cargo de la Asamblea de Accionistas de conformidad con la normativa vigente. El Directorio tiene la facultad de designar a los Vicepresidentes o gerentes de primera línea conforme lo exigido por el Estatuto, según la propuesta realizada por el CEO y considerando la recomendación del Comité de Nombramientos y Remuneraciones y de la Vicepresidencia de Recursos Humanos.

**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 Comité de Nombramientos y Remuneraciones verifica la revisión anual de su reglamento y sugiere al Directorio las modificaciones para su aprobación; la última modificación de su reglamento fue aprobada por el Directorio en abril de 2016.

La Asamblea General Extraordinaria del 29 de abril de 2016 aprobó la reforma de los Artículos 17° incisos i) y xiii); 18° incisos a), b), c), d) y e); y 19° incisos iii), iv) y v) del Estatuto Social, al efecto de dividir las funciones de Presidente del Directorio y Gerente General (CEO) previstas en dicho Estatuto. Esta decisión contó con la recomendación del entonces Comité de Compensaciones y del Directorio de la Sociedad. En una primera instancia, se designó un Gerente General de forma interina, hasta la designación definitiva para ocupar ese cargo en junio del 2016.

Asimismo, los curriculum vitae de los miembros del Directorio y gerentes de primera línea están disponibles en la página web de la Emisora, en la sección "Todo sobre YPF – Autoridades".

Respecto al plan de sucesión, el Estatuto Social prevé que cada clase de acciones designará un número de directores suplentes igual o menor al de titulares que le corresponda designar. Los directores suplentes llenarán las vacantes que se produzcan dentro de su respectiva clase en el orden de su designación cuando tal vacante se produzca, sea por ausencia, renuncia, licencia, incapacidad, inhabilidad o fallecimiento, previa aceptación por el directorio de la causal de sustitución cuando ésta sea temporaria. Asimismo, los síndicos podrán designar directores, en caso de vacancia, cuyo mandato se extenderá hasta la elección de nuevos directores por la asamblea. Corresponderá al síndico designado por las acciones clase A nombrar a un director por la clase A, después de consultar con el accionista clase A, y a los síndicos designados por las acciones clase D nombrar a los directores por esa clase. Respecto a la designación de los gerentes de primera línea, es facultad del Directorio efectuar los respectivos nombramientos.

Como corolario de lo expuesto la Sociedad no cumple con el punto II.5.2.3, considerándose que el grado de cumplimiento parcial de esta recomendación podrá ser revisado en el futuro.

**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.**

Constantemente los ejecutivos de la Compañía son convocados a participar de actividades y programas de formación, que respondan a las demandas de sus funciones y a otros temas fijados por la Empresa.

Así, anualmente se llevan a cabo iniciativas que alcanzan a los miembros del Directorio y del Comité de Auditoría, como también, a gerentes de las primeras líneas de la Organización.

Entre las actividades realizadas en 2016, a las que fueron invitados los niveles ejecutivo y gerencial de YPF, destaca la segunda edición de TEDxYPF, que reunió a diferentes expositores que compartieron ideas inspiradoras para el crecimiento.

También, quienes asumen el rol de Directores y Síndicos de sociedades participadas asistieron a un nuevo encuentro de la formación diseñada para atender aspectos relacionados con sus responsabilidades.

Por su parte, los equipos gerenciales de primera y segunda línea participaron de nuevas ediciones del Programa de Management de Negocio, con el acompañamiento académico de la Universidad de Buenos Aires (UBA) y el Instituto de Altos Estudios Empresariales (IAE), y del Programa de Liderazgo, cuya facilitación continuó a cargo de destacados consultores y escuelas especialistas en la materia.

Igual que el conjunto de los integrantes de la Compañía, los niveles ejecutivo y gerencial fueron alcanzados por un actividades formativas de carácter obligatorio, desarrolladas bajo la modalidad virtual, relacionadas con la ética y el manejo seguro de la información, entre las que se encuentran los cursos de Código de Ética y Conducta, Política de Seguridad de la Información, Seguridad de Activos Informáticos y Seguridad de Dispositivos Móviles.

**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 Empresa participan activamente de reuniones interdisciplinarias, donde se abordan temas vinculados a la economía, la política, las regulaciones y otros de actualidad, como asimismo, de diferentes encuentros en Cámaras y asociaciones profesionales a las que institucionalmente la Organización pertenece.

Asimismo ver II.7.1.

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

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

La Sociedad cumple con esta recomendación y las prácticas asociadas a ella. Asimismo, el Comité de Riesgos y Sustentabilidad se encarga de establecer las políticas de gestión integral de riesgos, monitoreando su implementación y aplicando las respectivas acciones de mitigación.

**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 Directorio en abril de 2016 aprobó la creación del Comité de Riesgos y Sustentabilidad para establecer las políticas de gestión integral del riesgo empresarial y monitorear su adecuada implementación; identificar y evaluar los principales factores de riesgos que son específicos de la Sociedad y/o su actividad; monitorear los riesgos e implementar las acciones de mitigación correspondientes; entre otras funciones. Está integrado por 5 directores titulares del Directorio.

**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.**

En marzo de 2017 se creó la Gerencia de Gestión del Riesgo, dentro de la Vicepresidencia Financiera a fin de implementar las políticas de gestión integral de riesgos de la Sociedad. Dentro de sus objetivos principales se encuentra el de garantizar la correcta identificación de riesgos, la existencia de un plan de mitigación y la gestión de riesgos. Como parte de sus funciones interactuará con los Comités de Auditoría y de Riesgos y Sustentabilidad, según corresponda, según lo descrito en la Recomendación II.1.1.8.

**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 Financieros la información relativa a la gestión de riesgos. Remitimos a lo previsto en relación a este punto en los Estados Financieros 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 cinco miembros del Comité, es decir la totalidad, revisten la condición de independientes. Los integrantes del Comité de Auditoría pueden ser propuestos por cualquiera de los integrantes del Directorio.

El Comité de Auditoría de YPF, previsto por la Ley 26.831 (antes por el Decreto 677/01) y las Normas CNV T.O. 2013, fue creado el 6 de mayo de 2004 y se encuentra en actividad permanente, tal como se ha descrito en el apartado anterior.

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 CNV T.O. 2013, 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 la Ley 26.831. 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 8 de marzo de 2017 el Comité tomó conocimiento del informe presentado por el Auditor Interno sobre el grado de avance y cumplimiento del Plan de Auditoría 2016. Asimismo, el Comité recibió información periódica durante el año 2016 sobre el grado de avance del Plan de Auditoría 2016.

**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 LGS, 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 e inversores –la Gerencia de Relación con Inversores– 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 resultados, 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 Sociedad 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 LGS 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 al 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 LGS, que la Sociedad considera suficientes para proceder en caso que se presentare la situación descrita.

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

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

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

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

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

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

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

El Estatuto de la Sociedad 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 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 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 Energía y Minería 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). A continuación se exponen las variaciones de los últimos 3 años:

**Año 2014** **Porcentaje sobre Capital**

Estado Nacional – Ministerio de Economía y Finanzas Públicas\* 51%

Público 49%

**Año 2015** **Porcentaje sobre Capital**

Estado Nacional – Ministerio de Energía y Minería\*\* 51%

Público 49%

**Año 2016** **Porcentaje sobre Capital**

Estado Nacional – Ministerio de Energía y Minería\*\*\* 51%

Público 49%

\* A partir del 8 de mayo de 2014, el Estado Nacional – Ministerio de Economía y Finanzas Públicas pasó a ser el titular definitivo de las acciones que fueran expropiadas en virtud de la Ley N°26.741.

\*\* El 4 de enero de 2016 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°272/2015 que estableció que los derechos derivados de las acciones de titularidad del Estado Nacional en YPF S.A. y en YPF GAS S.A., con excepción de las acciones que pertenecieran al Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Régimen Previsional Público de Reparto creado por el Decreto N° 897/07, serán ejercidos por el Ministerio de Energía y Minería.

**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 LGS, 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 LGS. 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 Sociedad 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 qué normas o iniciativas han adoptado para llevar a cabo su política de responsabilidad social empresaria (Global Reporting Initiative y/o el Pacto Global de Naciones Unidas, ISO 26.000, SA8000, Objetivos de Desarrollo del Milenio, SGE 21-Foretica, AA 1000, Principios de Ecuador, entre otras).**

En el mes de agosto de 2016, YPF presentó ante el Pacto Global de Naciones Unidas su Comunicación de Progreso anual. Dicho informe es el documento que da cuenta de las acciones de sustentabilidad de la compañía, al tiempo que detalla los programas y acciones implementados en materia de responsabilidad social y ambiental, de acuerdo con estándares internacionales propuestos por la mencionada iniciativa de Naciones Unidas.

En 2015, YPF fue seleccionada por votación como empresa para renovar su lugar como miembro de la Mesa Directiva de la Red Argentina del Pacto Global y, en 2016 fue seleccionada para formar parte de la Secretaría Ejecutiva de este grupo.

Además, en 2016 YPF realizó su Reporte de Sustentabilidad, documento de carácter público y voluntario donde se refleja el compromiso de la compañía en la gestión del negocio con el desarrollo sustentable en el plano económico, ambiental y social. Para esta versión, referida a las actividades realizadas en el año 2015, se seleccionaron contenidos guiados por la metodología de mayor reconocimiento internacional: Global Reporting Initiative (GRI) constituyéndose como un pilar estratégico para la gestión y el diálogo con los grupos de interés de la compañía. De esta manera, se cuenta con una herramienta más para aportar a la transparencia en la comunicación del desempeño de YPF.

Si bien los documentos no fueron auditados externamente, se contó con el asesoramiento de Deloitte & Co S.A. y los mismos se encuentran publicados para acceso libre tanto en la intranet como en la página web de la compañía.

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 Sociedad 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 Nombramientos y Remuneraciones cuya conformación y funcionamiento por las razones que se exponen en cada caso atiende las prácticas asociadas a esta recomendación individualizadas por la CNV. Asimismo, 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 Nombramientos y Remuneraciones 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 cinco miembros titulares del Órgano de Administración, de los cuales cuatro son independientes, incluyendo a su presidente y puede contar 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 cuatro 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 Nombramientos y Remuneraciones trabaje activamente con los gerentes de primera línea, 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 LGS. 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 LGS y el Capítulo III Título II de las Normas CNV T.O. 2013. La Sociedad cumple con la presentación de información sobre remuneraciones de los directores prevista en las Normas de la CNV referidas.

## **PRINCIPIO VIII. FOMENTAR LA ETICA EMPRESARIAL**

### **Recomendación VIII: Garantizar comportamientos éticos en la Emisora.**

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

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

La Sociedad cuenta con un Código de Ética y Conducta y su Anexo, el Reglamento. Sus principales lineamientos consisten en establecer los valores y la visión de la Sociedad 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 una línea (“Línea Ética”) destinada a recibir denuncias sobre el incumplimiento o vulneración de las conductas previstas en el Código de Ética y Conducta de la Sociedad. El servicio de recepción y evaluación es prestado por profesionales externos.

La Línea Ética es un sistema que permite reportar, entre otras cuestiones, situaciones y/o comportamientos que pudieran constituir una violación real o potencial al Código de Ética y Conducta.

La Línea Ética se encuentra bajo la supervisión del Comité de Ética de YPF, cuyas funciones son administrar el Código de Ética y Conducta, evaluar y establecer las acciones a seguir respecto a las situaciones declaradas.

**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 y una casilla de correo electrónico, los cuales son monitoreados en forma constante, y en caso de recibir denuncias, las mismas son tratadas con la más estricta confidencialidad.

Asimismo, según lo previsto en el Código de Ética y Conducta, las situaciones que se opongan al Código o que se refieran a conductas de integrantes del Directorio de la Sociedad, deberán ser reportadas al Comité de Auditoría de la Sociedad. Asimismo, también deberán ser reportadas en forma inmediata al Comité de Auditoría: i) toda situación que pueda tener efecto sobre las tareas de supervisión de la información financiera o de otros hechos significativos presentados a la CNV y a los mercados y ii) las denuncias relacionadas con el funcionamiento de los sistemas de control interno, administrativo –contable y auditoría de YPF.

## **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 las disposiciones exigibles 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 26.741, la administración de YPF S.A. 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.

\*\*\*\*\*



**YPF SOCIEDAD ANONIMA**  
**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**  
**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

## Informe de los auditores independientes

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

CUIT Nº: 30-54668997-9  
Domicilio Legal: Macacha Güemes 515  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires

### **Informe sobre los estados financieros consolidados**

#### **1. Identificación de los estados financieros consolidados objeto de la auditoría**

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de YPF SOCIEDAD ANONIMA (en adelante, mencionada indistintamente como "YPF SOCIEDAD ANONIMA" o la "Sociedad") con sus sociedades controladas que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2016, los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el 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 34.

Las cifras y otra información correspondiente a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 son parte integrante de los estados financieros 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 financieros consolidados**

El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros 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 financieros consolidados libres de incorrecciones significativas.

### **3. Responsabilidad de los auditores**

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados adjuntos basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría ("NIA") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento ("IAASB", por sus siglas en inglés) de la Federación Internacional de Contadores ("IFAC", por su sigla en inglés), adoptadas en Argentina con la vigencia establecida por la FACPCE a través de la Resolución Técnica N° 32 y las Circulares de Adopción de Normas Emitidas por el IAASB y el Consejo de Estándares Internacionales de Ética para Contadores ("IESBA", por sus siglas en inglés) de la IFAC N° 1 y 2. 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 financieros 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 financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados, así como la valoración de los riesgos de incorrecciones significativas en los estados financieros 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 financieros 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 financieros 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 financieros consolidados mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 de este informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera consolidada de YPF SOCIEDAD ANONIMA con sus sociedades controladas al 31 de diciembre de 2016, y los resultados integrales consolidados, los cambios en 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 financieros consolidados adjuntos han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con las normas aplicables de la Ley General de Sociedades N° 19.550 y de la Comisión Nacional de Valores.
- b) Las cifras de los estados financieros consolidados adjuntos surgen de aplicar los procedimientos de consolidación establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera a partir de los estados financieros individuales de las sociedades que integran el grupo económico, las que se detallan en la Nota 9 a los estados financieros consolidados adjuntos. Los estados financieros 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 financieros 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 financieros y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad, y el total de honorarios por todo concepto, incluidos los servicios de auditoría: 99%.
  2. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados financieros 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: 49%.
  3. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados financieros 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: 45%.
- 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 30.k) a los estados financieros 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 2016 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a \$ 189.737.642 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, 9 de marzo de 2017.

Deloitte & Co. S.A.  
 (Registro de Sociedades Comerciales  
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3)

**Fernando G. del Pozo**  
 Socio  
 Contador Público U.B.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 254 - Fº 138

Deloitte se refiere a una o más de las firmas miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una compañía privada del Reino Unido limitada por garantía ("DTTL"), su red de firmas miembro, y sus entidades relacionadas. DTTL y cada una de sus firmas miembro son entidades únicas e independientes y legalmente separadas. DTTL (también conocida como "Deloitte Global") no brinda servicios a los clientes. Una descripción detallada de la estructura legal de DTTL y sus firmas miembros puede verse en el sitio web [www.deloitte.com/about](http://www.deloitte.com/about).

Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra y Gales bajo el número de compañía 07271800, con domicilio legal en Hill House, 1 Little New Street, London, EC4a, 3TR, United Kingdom.

## CONTENIDO

<b>Nota</b>	<b>Descripción</b>	<b>Página</b>
	Glosario de términos	1
	Información legal	2
	Estados de situación financiera consolidados	3
	Estados de resultados integrales consolidados	4
	Estados de cambios en el patrimonio consolidados	5
	Estados de flujos de efectivo consolidados	8
	Notas a los estados financieros consolidados:	
1	Información general, estructura y organización del negocio del Grupo	9
2	Bases de preparación de los estados financieros consolidados	10
3	Adquisiciones y disposiciones	39
4	Administración del riesgo financiero	42
5	Información por segmentos	47
6	Instrumentos financieros por categoría	49
7	Activos intangibles	52
8	Propiedades, planta y equipo	53
9	Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	55
10	Inventarios	59
11	Otros créditos	59
12	Créditos por ventas	59
13	Efectivo y equivalentes de efectivo	59
14	Provisiones	60
15	Impuesto a las ganancias	69
16	Préstamos	70
17	Otros pasivos	72
18	Cuentas por pagar	72
19	Ingresos	72
20	Costos	72
21	Gastos por naturaleza	73
22	Otros resultados operativos, netos	74
23	Resultados financieros, netos	74
24	Inversiones en Uniones Transitorias	75
25	Patrimonio	76
26	Resultado neto por acción	76
27	Desconsolidación de las Entidades de Maxus	77
28	Activos y pasivos contingentes	90
29	Compromisos contractuales	95
30	Principales regulaciones y otros	105
31	Saldos y transacciones con partes relacionadas	125
32	Planes de beneficios y obligaciones similares	128
33	Activos y pasivos en monedas distintas del peso	130
34	Hechos posteriores	131



## GLOSARIO DE TÉRMINOS

<b>Término</b>	<b>Definición</b>
AESA	Subsidiaria A-Evangelista S.A.
Asociada	Sociedad sobre la cual YPF posee influencia significativa conforme lo dispuesto por la NIC 28.
CDS	Asociada Central Dock Sud S.A.
CIMSA	Subsidiaria Compañía de Inversiones Mineras S.A.
CNV	Comisión Nacional de Valores
El Grupo	YPF y sus subsidiarias
Eleran	Subsidiaria Eleran Inversiones 2011 S.A.U.
FACPCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
Grupo YSUR	Grupo conformado por las subsidiarias YSUR Participaciones S.A.U., YSUR Inversiones Petroleras S.A.U., YSUR Inversora S.A.U., YSUR Petrolera Argentina S.A., Petrolera TDF Company S.R.L., YSUR Energía Argentina S.R.L., Petrolera LF Company S.R.L. e YSUR Recursos Naturales S.R.L.
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
IDS	Asociada Inversora Dock Sud S.A.
LGS	Ley General de Sociedades de la República Argentina N°19.550 (T.O. 1984) y sus modificaciones
MEGA	Negocio conjunto Compañía Mega S.A.
Metroenergía	Subsidiaria Metroenergía S.A.
Metrogas	Subsidiaria Metrogas S.A.
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas (British thermal unit)
Negocio conjunto	Sociedad sobre la cual YPF posee control conjunto conforme lo dispuesto por la NIC 28.
NIC	Norma Internacional de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
Oldelval	Asociada Oleoductos del Valle S.A.
OPESSA	Subsidiaria Operadora de Estaciones de Servicios S.A.
OTA	Asociada Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.
OTC	Asociada Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.
Profertil	Negocio conjunto Profertil S.A.
Refinor	Negocio conjunto Refinería del Norte S.A.
SEC	U.S. Securities and Exchange Commission
Subsidiaria	Sociedad sobre la cual YPF tiene control, conforme lo dispuesto por la NIIF 10.
Termap	Asociada Terminales Marítimas Patagónicas S.A.
UGE	Unidad Generadora de Efectivo
US\$	Dólar estadounidense
US\$/Bbl	Dólar por barril
UT	Unión Transitoria
Y-GEN I	Negocio conjunto Y-GEN Eléctrica S.R.L.
Y-GEN II	Negocio conjunto Y-GEN Eléctrica II S.R.L.
YPF Brasil	Subsidiaria YPF Brasil Comercio Derivado de Petróleo Ltda.
YPF Chile	Subsidiaria YPF Chile S.A.
YPF EE	Subsidiaria YPF Energía Eléctrica S.A.
YPF Gas	Asociada YPF Gas S.A.
YPF Holdings	Subsidiaria YPF Holdings, Inc.
YPF International	Subsidiaria YPF International S.A.
YPF o la Sociedad	YPF Sociedad Anónima
YPF SP	Subsidiaria YPF Servicios Petroleros S.A.
YTEC	Subsidiaria YPF Tecnología S.A.



## INFORMACIÓN LEGAL

### Domicilio legal

Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

### Ejercicio económico

N° 40 iniciado el 1° de enero de 2016

### 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.

### Inscripción en el Registro Público

Estatutos sociales inscriptos el 5 de febrero de 1991 bajo el N° 404, Libro 108, Tomo "A" de Sociedades Anónimas del Registro Público de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a cargo de la Inspección General de Justicia; y Estatutos sustitutivos de los anteriores inscriptos el 15 de junio de 1993, bajo el N° 5109, Libro 113, Tomo "A" de Sociedades Anónimas del Registro mencionado.

### Fecha de finalización del Contrato Social

15 de junio de 2093.

### Última modificación de los Estatutos

29 de abril de 2016, inscripta en la Inspección General de Justicia el 21 de diciembre de 2016, bajo el número 25.244 del Libro 82 de Sociedades por Acciones.

### Régimen Estatutario Optativo de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria previsto por el artículo 24 del Decreto N° 677/2001

No adherida (modificado por Ley 26.831).

### Capital

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

### Capital suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública (en pesos)

3.933.127.930

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ  
Presidente

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**  
**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS**  
**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**



(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	Notas	2016	2015	2014
<b>ACTIVO</b>				
<b>Activo no corriente</b>				
Activos intangibles .....	7	8.114	7.279	4.393
Propiedades, planta y equipo .....	8	308.014	270.905	156.930
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos .....	9	5.488	4.372	3.177
Activos por impuesto diferido, netos .....	15	564	954	244
Otros créditos.....	11	3.909	2.501	1.691
Créditos por ventas .....	12	87	469	19
Inversiones en activos financieros.....	6	7.737	-	-
<b>Total del activo no corriente.....</b>		<b>333.913</b>	<b>286.480</b>	<b>166.454</b>
<b>Activo corriente</b>				
Inventarios .....	10	21.820	19.258	13.001
Otros créditos.....	11	13.456	19.413	7.170
Créditos por ventas .....	12	33.645	22.111	12.171
Inversiones en activos financieros.....	6	7.548	804	-
Efectivo y equivalentes de efectivo.....	13	10.757	15.387	9.758
<b>Total del activo corriente.....</b>		<b>87.226</b>	<b>76.973</b>	<b>42.100</b>
<b>TOTAL DEL ACTIVO.....</b>		<b>421.139</b>	<b>363.453</b>	<b>208.554</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
Aportes de los propietarios.....		10.403	10.349	10.400
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados.....		108.352	110.064	62.230
<b>Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante.....</b>		<b>118.755</b>	<b>120.413</b>	<b>72.630</b>
Interés no controlante .....		(94)	48	151
<b>TOTAL DEL PATRIMONIO.....</b>		<b>118.661</b>	<b>120.461</b>	<b>72.781</b>
<b>PASIVO</b>				
<b>Pasivo no corriente</b>				
Provisiones .....	14	47.358	39.623	26.564
Pasivos por impuesto diferido, netos.....	15	42.465	44.812	18.948
Cargas fiscales .....		98	207	299
Préstamos.....	16	127.568	77.934	36.030
Otros pasivos.....	17	336	340	332
Cuentas por pagar .....	18	2.187	285	234
<b>Total del pasivo no corriente.....</b>		<b>220.012</b>	<b>163.201</b>	<b>82.407</b>
<b>Pasivo corriente</b>				
Provisiones .....	14	1.994	2.009	2.399
Impuesto a las ganancias a pagar.....		176	1.487	3.972
Cargas fiscales .....		4.440	6.047	1.411
Remuneraciones y cargas sociales.....		3.094	2.452	1.903
Préstamos.....	16	26.777	27.817	13.275
Otros pasivos.....	17	4.390	413	886
Cuentas por pagar .....	18	41.595	39.566	29.520
<b>Total del pasivo corriente.....</b>		<b>82.466</b>	<b>79.791</b>	<b>53.366</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO.....</b>		<b>302.478</b>	<b>242.992</b>	<b>135.773</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO.....</b>		<b>421.139</b>	<b>363.453</b>	<b>208.554</b>

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros consolidados

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	Notas	2016	2015	2014
Ingresos.....	19	210.100	156.136	141.942
Costos .....	20	(177.304)	(119.537)	(104.492)
<b>Resultado bruto .....</b>		<b>32.796</b>	<b>36.599</b>	<b>37.450</b>
Gastos de comercialización .....	21	(15.212)	(11.099)	(10.114)
Gastos de administración .....	21	(7.126)	(5.586)	(4.530)
Gastos de exploración .....	21	(3.155)	(2.473)	(2.034)
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles .....	2.c y 8	(34.943)	(2.535)	-
Otros resultados operativos, netos.....	22	3.394	1.682	(1.030)
<b>Resultado operativo .....</b>		<b>(24.246)</b>	<b>16.588</b>	<b>19.742</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos .....	9	588	318	558
Ingresos financieros.....	23	16.759	27.263	11.301
Costos financieros .....	23	(24.944)	(16.016)	(9.826)
Otros resultados financieros .....	23	2.039	910	297
<b>Resultados financieros, netos .....</b>	23	<b>(6.146)</b>	<b>12.157</b>	<b>1.772</b>
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias .....</b>		<b>(29.804)</b>	<b>29.063</b>	<b>22.072</b>
Impuesto a las ganancias .....	15	1.425	(24.637)	(13.223)
<b>Resultado neto del ejercicio .....</b>		<b>(28.379)</b>	<b>4.426</b>	<b>8.849</b>
<b>Resultado neto del ejercicio atribuible a:</b>				
- Accionistas de la controlante.....		(28.237)	4.579	9.002
- Interés no controlante .....		(142)	(153)	(153)
<b>Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante básico y diluido .....</b>	26	<b>(72,13)</b>	<b>11,68</b>	<b>22,95</b>
<b>Otros resultados integrales</b>				
Resultados actuariales - Planes de pensión <sup>(1)</sup> .....		-	6	25
Diferencia de cambio de inversiones en subsidiarias <sup>(2)</sup> .....		-	(189)	-
Diferencia de conversión de inversiones en asociadas y negocios conjuntos <sup>(3)</sup> .....		(938)	(1.466)	(677)
Diferencia de conversión de YPF <sup>(4)</sup> .....		28.352	45.407	16.928
<b>Total otros resultados integrales del ejercicio<sup>(5)</sup> .....</b>		<b>27.414</b>	<b>43.758</b>	<b>16.276</b>
<b>Resultado integral total del ejercicio.....</b>		<b>(965)</b>	<b>48.184</b>	<b>25.125</b>

(1) Se reclasifica inmediatamente a resultados acumulados.

(2) Corresponde a diferencia de cambio reconocida por la subsidiaria indirecta Gas Argentino S.A. en su resultado del ejercicio, que fue reclasificada a otros resultados integrales en YPF, producto de la adquisición de las obligaciones negociables de la mencionada subsidiaria.

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

(4) No se revertirán a resultados.

(5) Íntegramente atribuible a los accionistas de la controlante.

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros consolidados

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138MIGUEL ANGEL GUTIERREZ  
Presidente

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**  
**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS**  
**POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**  
 (Importes expresados en millones de pesos argentinos)



2016									
Aportes de los propietarios									
	Capital suscripto	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 propias	Primas de emisión	Total
<b>Saldos al inicio del ejercicio</b> .....	3.922	6.083	11	18	67	(277)	(115)	640	10.349
Devengamiento de planes de beneficios en acciones <sup>(4)</sup> .....	-	-	-	-	153	-	-	-	153
Recompra de acciones propias en cartera.....	(2)	(3)	2	3	-	(50)	-	-	(50)
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones <sup>(2)</sup> .....	3	5	(3)	(5)	(159)	175	(65)	-	(49)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 29 de abril de 2016 <sup>(3)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposición de la reunión de Directorio del 9 de junio de 2016 <sup>(3)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldos al cierre del ejercicio</b> .....	<u>3.923</u>	<u>6.085</u>	<u>10</u>	<u>16</u>	<u>61</u>	<u>(152)</u>	<u>(180)</u>	<u>640</u>	<u>10.403</u>

2016										
Reservas						Patrimonio atribuible a				
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Especial ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
<b>Saldos al inicio del ejercicio</b> .....	2.007	5	21.264	440	3.648	78.115	4.585	120.413	48	120.461
Devengamiento de planes de beneficios en acciones <sup>(4)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	153	-	153
Recompra de acciones propias en cartera.....	-	-	-	-	-	-	-	(50)	-	(50)
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones <sup>(2)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	(49)	-	(49)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 29 de abril de 2016 <sup>(3)</sup> .....	-	889	3.640	50	-	-	(4.579)	-	-	-
Disposición de la reunión de Directorio del 9 de junio de 2016 <sup>(3)</sup> .....	-	(889)	-	-	-	-	-	(889)	-	(889)
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	27.414	-	27.414	-	27.414
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	(28.237)	(28.237)	(142)	(28.379)
<b>Saldos al cierre del ejercicio</b> .....	<u>2.007</u>	<u>5</u>	<u>24.904</u>	<u>490</u>	<u>3.648</u>	<u>105.529</u> <sup>(1)</sup>	<u>(28.231)</u>	<u>118.755</u>	<u>(94)</u>	<u>118.661</u>

(1) Incluye 109.334 correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de YPF y (3.805) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar, tal como se detalla en la Nota 2.b.1.

(2) Se expone neto de la retención por el impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con plan de beneficios en acciones.

(3) Ver Nota 25.

(4) Ver Nota 32.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014 (Cont.)

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	2015								
	Aportes de los propietarios								
	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 propias	Primas de emisión	Total
<b>Saldos al inicio del ejercicio</b> .....	3.922	6.083	11	18	51	(310)	(15)	640	10.400
Devengamiento de planes de beneficios en acciones <sup>(4)</sup> .....	-	-	-	-	124	-	-	-	124
Recompra de acciones propias en cartera.....	(4)	(6)	4	6	-	(120)	-	-	(120)
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones <sup>(3)</sup> .....	4	6	(4)	(6)	(108)	153	(100)	-	(55)
Aportes del interés no controlante.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2015 ..	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposición de la reunión de Directorio del 8 de junio de 2015.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificación de resultados actuariales <sup>(2)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldos al cierre del ejercicio</b> .....	<u>3.922</u>	<u>6.083</u>	<u>11</u>	<u>18</u>	<u>67</u>	<u>(277)</u>	<u>(115)</u>	<u>640</u>	<u>10.349</u>

	2015						Patrimonio atribuible a			
	Reservas						Accionistas de la controlante			
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Especial ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Interés no controlante	Total del patrimonio	
<b>Saldos al inicio del ejercicio</b> .....	2.007	5	12.854	320	3.648	34.363	9.033	72.630	151	72.781
Devengamiento de planes de beneficios en acciones <sup>(4)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	124	-	124
Recompra de acciones propias en cartera.....	-	-	-	-	-	-	-	(120)	-	(120)
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones <sup>(3)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	(55)	-	(55)
Aportes del interés no controlante.....	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2015 ..	-	503	8.410	120	-	-	(9.033)	-	-	-
Disposición de la reunión de Directorio del 11 de junio de 2015.....	-	(503)	-	-	-	-	-	(503)	-	(503)
Reclasificación de resultados actuariales <sup>(2)</sup> .....	-	-	-	-	-	(6)	6	-	-	-
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	43.758	-	43.758	-	43.758
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	4.579	4.579	(153)	4.426
<b>Saldos al cierre del ejercicio</b> .....	<u>2.007</u>	<u>5</u>	<u>21.264</u>	<u>440</u>	<u>3.648</u>	<u>78.115</u> <sup>(1)</sup>	<u>4.585</u>	<u>120.413</u>	<u>48</u>	<u>120.461</u>

(1) Incluye 80.982 correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de YPF y (2.867) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar, tal como se detalla en la Nota 2.b.1.

(2) Corresponde a planes de pensión de inversiones en subsidiarias.

(3) Se expone neto de la retención por el impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con plan de beneficios en acciones.

(4) Ver Nota 32.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ  
Presidente

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**
**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014 (Cont.)**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	2014								
	Aportes de los propietarios								
	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 propias	Primas de emisión	Total
<b>Saldos al inicio del ejercicio</b> .....	3.924	6.087	9	14	40	(110)	(4)	640	10.600
Devengamiento de planes de beneficios en acciones <sup>(4)</sup> .....	-	-	-	-	80	-	-	-	80
Recompra de acciones propias en cartera.....	(6)	(10)	6	10	-	(200)	-	-	(200)
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones <sup>(3)</sup> .....	4	6	(4)	(6)	(69)	-	(11)	-	(80)
Aportes del interés no controlante.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2014 ..	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposición de la reunión de Directorio del 11 de junio de 2014.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificación de resultados actuariales <sup>(2)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldos al cierre del ejercicio</b> .....	<u>3.922</u>	<u>6.083</u>	<u>11</u>	<u>18</u>	<u>51</u>	<u>(310)</u>	<u>(15)</u>	<u>640</u>	<u>10.400</u>

	2014									
	Reservas					Patrimonio atribuible a				
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Especial ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
<b>Saldos al inicio del ejercicio</b> .....	2.007	4	8.394	120	3.648	18.112	5.131	48.016	224	48.240
Devengamiento de planes de beneficios en acciones <sup>(4)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	80	-	80
Recompra de acciones propias en cartera.....	-	-	-	-	-	-	-	(200)	-	(200)
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones <sup>(3)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	(80)	-	(80)
Aportes del interés no controlante.....	-	-	-	-	-	-	-	-	80	80
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2014 ..	-	465	4.460	200	-	-	(5.125)	-	-	-
Disposición de la reunión de Directorio del 11 de junio de 2014.....	-	(464)	-	-	-	-	-	(464)	-	(464)
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	16.276	-	16.276	-	16.276
Reclasificación de resultados actuariales <sup>(2)</sup> .....	-	-	-	-	-	(25)	25	-	-	-
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	9.002	9.002	(153)	8.849
<b>Saldos al cierre del ejercicio</b> .....	<u>2.007</u>	<u>5</u>	<u>12.854</u>	<u>320</u>	<u>3.648</u>	<u>34.363</u> <sup>(1)</sup>	<u>9.033</u>	<u>72.630</u>	<u>151</u>	<u>72.781</u>

(1) Incluye 35.764 correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de YPF y (1.401) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar, tal como se detalla en la Nota 2.b.1.

(2) Corresponde a planes de pensión de inversiones en subsidiarias.

(3) Se expone neto de la retención por el impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con plan de beneficios en acciones.

(4) Ver Nota 32.

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros consolidados

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	2016	2015	2014
<b>Actividades operativas:</b>			
Resultado neto .....	(28.379)	4.426	8.849
<i>Ajustes para conciliar el Resultado neto con el efectivo generado por las operaciones:</i>			
Resultados de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos .....	(588)	(318)	(558)
Depreciación de propiedades, planta y equipo .....	44.752	26.685	19.936
Amortización de activos intangibles .....	717	323	469
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales .....	5.791	3.773	4.041
Cargo por impuesto a las ganancias .....	(1.425)	24.637	13.223
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles .....	34.943	2.535	-
Aumento neto de provisiones .....	6.040	3.598	5.561
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros <sup>(1)</sup> .....	3.298	(13.449)	(2.116)
Plan de beneficios en acciones .....	153	124	80
Seguros devengados .....	-	(1.688)	(2.041)
Resultado por desconsolidación de subsidiarias .....	(1.528)	-	-
<b>Cambios en activos y pasivos:</b>			
Créditos por ventas .....	(16.079)	(8.031)	(3.824)
Otros créditos .....	5.406	(6.143)	248
Inventarios .....	1.469	101	(244)
Cuentas por pagar .....	(1.133)	6.676	5.287
Cargas fiscales .....	(1.776)	4.544	218
Remuneraciones y cargas sociales .....	784	549	727
Otros pasivos .....	190	(465)	(220)
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización .....	(1.753)	(1.758)	(1.974)
Dividendos cobrados .....	420	180	299
Cobro de seguros por pérdida de beneficio .....	607	2.036	1.689
Pagos de impuesto a las ganancias .....	(2.726)	(6.931)	(3.496)
<b>Flujos de efectivo de las actividades operativas .....</b>	<b>49.183</b>	<b>41.404</b>	<b>46.154</b>
<b>Actividades de inversión:<sup>(2)</sup></b>			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles .....	(64.160)	(63.774)	(50.213)
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos .....	(448)	(163)	(106)
Cobros por ventas de activos financieros .....	1.072	-	-
Pagos por adquisición de activos financieros .....	(3.476)	(324)	-
Cobro de seguros por daño material .....	355	212	1.818
Intereses cobrados de activos financieros .....	483	-	-
Aportes y adquisiciones en UT .....	-	-	(861)
Ingresos por venta de propiedades, planta y equipo y activos intangibles .....	-	-	2.060
Adquisición de subsidiaria neta de fondos adquiridos .....	-	-	(6.103)
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión .....</b>	<b>(66.174)</b>	<b>(64.049)</b>	<b>(53.405)</b>
<b>Actividades de financiación:<sup>(2)</sup></b>			
Pago de préstamos .....	(73.286)	(24.090)	(13.320)
Pago de intereses .....	(16.330)	(6.780)	(5.059)
Préstamos obtenidos .....	101.322	55.158	23.949
Recompra de acciones propias en cartera .....	(50)	(120)	(200)
Aportes del interés no controlante .....	50	-	80
Dividendos pagados .....	(889)	(503)	(464)
<b>Flujos de efectivo de las actividades de financiación .....</b>	<b>10.817</b>	<b>23.665</b>	<b>4.986</b>
<b>Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo .....</b>	<b>1.692</b>	<b>4.609</b>	<b>1.310</b>
<b>Desconsolidación de subsidiarias .....</b>	<b>(148)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo .....</b>	<b>(4.630)</b>	<b>5.629</b>	<b>(955)</b>
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio .....	15.387	9.758	10.713
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio .....	10.757	15.387	9.758
<b>Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo .....</b>	<b>(4.630)</b>	<b>5.629</b>	<b>(955)</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 y financiación que no requirieron el uso de efectivo o equivalentes de efectivo consistieron en:

	2016	2015	2014
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y cánones por extensión de concesiones pendientes de cancelación .....	6.559	6.799	7.567
Altas (Bajas) por costos de abandono de pozos de hidrocarburos .....	2.243	(1.281)	(268)
Dividendos a cobrar .....	100	100	-
Incremento de inversiones en activos financieros a través de una disminución en créditos por ventas y otros créditos .....	9.918	-	-
Baja de préstamos por acuerdo "El Orejano" .....	-	2.373	-
Aportes del interés no controlante .....	-	50	-
Aportes de capital en especie en inversiones en asociadas y negocios conjuntos .....	-	-	342

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros consolidados

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138MIGUEL ANGEL GUTIERREZ  
Presidente

**YPF SOCIEDAD ANONIMA****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos, y a menos que se indique lo contrario)

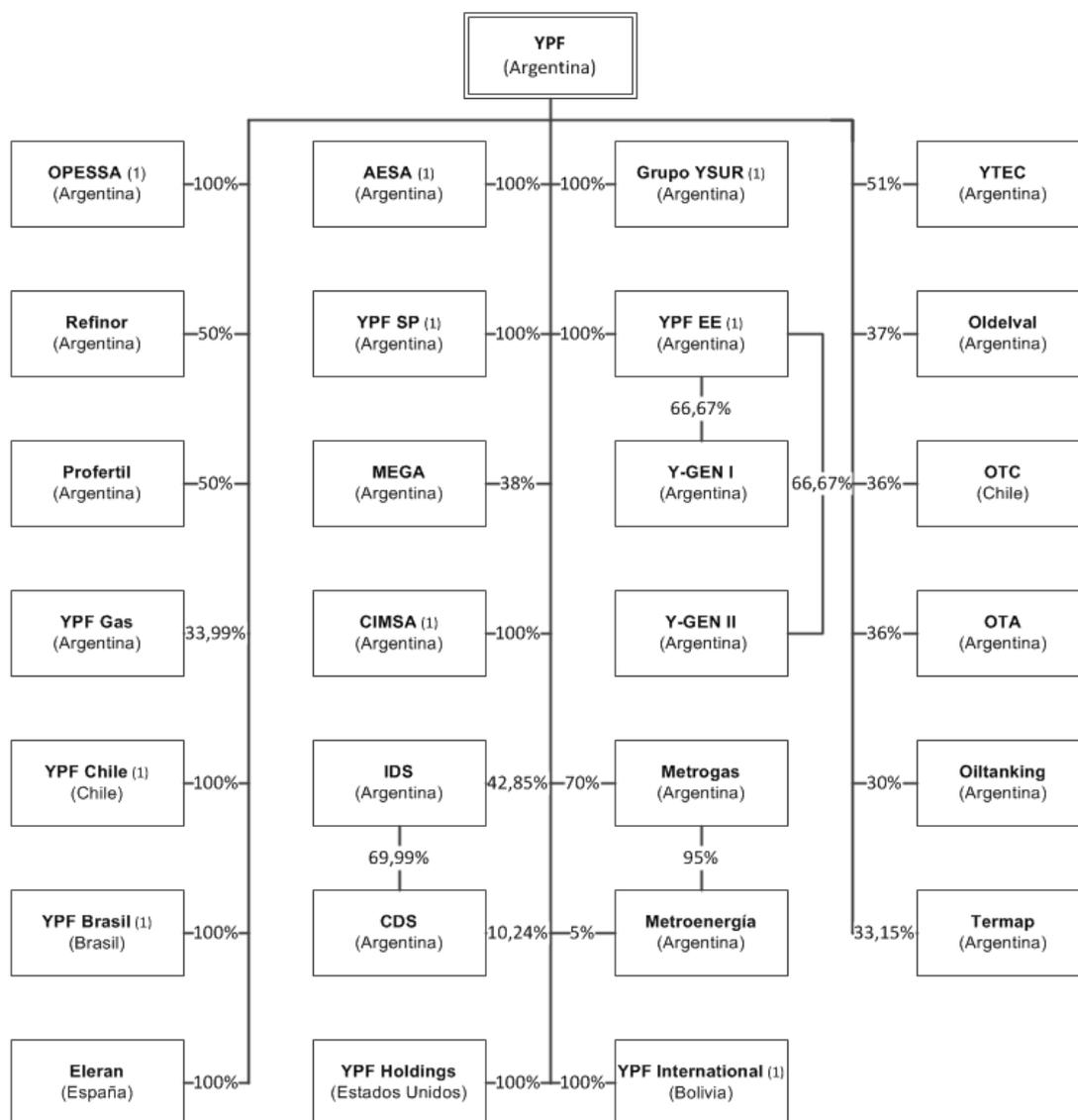
**1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO**Información general

YPF Sociedad Anónima es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

YPF y sus subsidiarias forman el principal grupo de energía de la Argentina, que opera una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los negocios de Upstream y Downstream del país.

Estructura y organización del grupo económico

El siguiente cuadro muestra la estructura organizacional, incluyendo las principales sociedades del Grupo, al 31 de diciembre de 2016:



(1) Tenencia directa e indirecta.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

**1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO (Cont.)**Organización del negocio

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo lleva a cabo sus operaciones de acuerdo con la siguiente organización:

- Upstream;
- Gas y Energía;
- Downstream;
- Administración central y otros, que abarca las restantes actividades no encuadradas en las categorías anteriores.

En la Nota 5 se detallan las actividades que abarca cada uno de los segmentos de negocio.

Casi la totalidad de las operaciones, propiedades y clientes se encuentran ubicados en Argentina. No obstante, el Grupo posee participación en un área exploratoria en Chile. Asimismo, el Grupo comercializa lubricantes y derivados en Brasil y Chile, así como también lleva a cabo ciertas actividades de construcción relacionadas con la industria del petróleo y el gas en Uruguay, Bolivia, Brasil y Perú, a través de AESA y sus subsidiarias.

**2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****2.a) Bases de preparación**Aplicación de las NIIF

Los estados financieros consolidados del Grupo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 se presentan sobre la base de las NIIF, tal como fueron emitidas por el IASB, adoptadas por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la FACPCE y por las Normas de las CNV.

Asimismo, fueron incluidas algunas cuestiones adicionales requeridas por la LGS y/o regulaciones de la CNV. Dicha información se incluye en las Notas a estos estados financieros consolidados, sólo a efecto de cumplimiento con requerimientos regulatorios.

Los importes y otra información correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 son parte integrante de los estados financieros consolidados mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados financieros.

Los presentes estados financieros consolidados fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 9 de marzo de 2017.

Clasificación en corriente y no corriente

La presentación en el estado de situación financiera distingue entre activos y pasivos corrientes y no corrientes, de acuerdo al ciclo operativo de las actividades. Los activos y pasivos corrientes incluyen activos y pasivos que se realizan o liquidan dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de cierre del ejercicio.

Todos los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes. Los activos y pasivos por impuestos corriente y diferido se presentan separados entre sí y de los otros activos y pasivos, como corrientes y no corrientes, respectivamente.

Cierre de ejercicio económico

El ejercicio económico de la Sociedad comienza el 1° de enero y finaliza el 31 de diciembre de cada año.

Uso de estimaciones

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que la Dirección de la Sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos reconocidos en el período. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados financieros consolidados.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

La descripción de las estimaciones y juicios contables significativos realizados por la Dirección de la Sociedad en la aplicación de las políticas contables, así como las áreas con mayor grado de complejidad y que requieren mayores juicios, se encuentran expuestas en la Nota 2.c).

### Bases de consolidación

A los efectos de la presentación de los estados financieros consolidados, la consolidación se ha realizado aplicando el método de consolidación global a todas las subsidiarias, que son todas aquellas sobre las que el Grupo ejerce control. El Grupo controla una entidad cuando está expuesto, o tiene derechos a los resultados variables provenientes de su participación en la entidad y tiene la capacidad de afectar dichos resultados a través de su poder sobre la entidad. 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 UT y otros contratos similares que otorgan al Grupo 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 UT se presentan en el estado de situación financiera consolidado y en el estado de resultados integrales consolidado de acuerdo con su naturaleza específica.

En la Nota 9 se detallan las subsidiarias consolidadas por consolidación global. Asimismo, en la Nota 24 se detallan las principales UT consolidadas proporcionalmente.

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

Para la consolidación de las sociedades sobre las que se ejerce control, se han utilizado los últimos estados financieros 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 subsidiarias que hubieran modificado el patrimonio de estas últimas. El motivo principal por el cual la fecha de los últimos estados financieros publicados de ciertas subsidiarias 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 subsidiarias se han homogeneizado, en caso de ser necesario, con los de YPF con el fin de presentar los estados financieros consolidados con base de normas de valoración y presentación homogéneas. Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional es distinta a la moneda de presentación se convierten utilizando el procedimiento establecido en la Nota 2.b.1.

El Grupo posee participación del 100% del capital de las subsidiarias con excepción de las participaciones en Metrogas e YTEC. El Grupo tiene en cuenta aspectos cuantitativos y cualitativos para determinar cuáles son las subsidiarias para las que se considera que existen intereses no controlantes significativos. Atento a lo mencionado previamente, el Grupo concluyó que no existen participaciones minoritarias materiales, tal como lo requiere la NIIF 12 "Información a revelar sobre participaciones en otras entidades", que requiera desglose adicional de información.

### Información financiera de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos en economías hiperinflacionarias

La NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación, según corresponda. La norma detalla una serie de factores cuantitativos y cualitativos a considerar para determinar si una economía es o no hiperinflacionaria.

Teniendo en consideración la tendencia decreciente de inflación, la inexistencia de indicadores cualitativos que den lugar a una conclusión definitiva y la inconsistencia de los datos de inflación del pasado publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos ("INDEC"), la Dirección de la Sociedad ha concluido que no existe evidencia suficiente para que Argentina sea considerado un país con economía hiperinflacionaria a diciembre de 2016, en el marco de los lineamientos establecidos en la NIC 29. Por lo tanto, no se han aplicado los criterios de reexpresión de la información financiera establecidos en dicha norma en el ejercicio corriente.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## **2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)**

Sin embargo, en los últimos años, ciertas variables macroeconómicas que afectan los negocios de estas sociedades, tales como el costo salarial, los precios de las principales materias primas e insumos y los servicios, han sufrido variaciones de cierta importancia. Si la reexpresión de los estados financieros a moneda homogénea llegara a tornarse aplicable, el ajuste deberá reanudarse tomando como base la última fecha en que estas sociedades ajustaron sus estados financieros para reflejar los efectos de la inflación, tal como establece la normativa aplicable. Ambas circunstancias deben ser tenidas en cuenta por los usuarios de los presentes estados financieros consolidados.

### **2.b) Políticas contables significativas**

#### **2.b.1) Moneda funcional, moneda 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 la Sociedad 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, netos" del estado de resultados integrales del ejercicio en que se producen.

Los activos, pasivos y resultados correspondientes a las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, 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" dentro del estado de resultados integrales.

##### Moneda de presentación

De acuerdo a lo establecido por la Resolución N° 562 de la CNV, la Sociedad debe presentar sus estados financieros en pesos. En este orden, los estados financieros preparados en la moneda funcional de la Sociedad 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" dentro del estado de 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 subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar y por la conversión de los estados financieros 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 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

### 2.b.2) Activos financieros

#### Clasificación

De acuerdo a lo establecido en la NIIF 9 "Instrumentos financieros", el Grupo clasifica a sus activos financieros en dos categorías:

- Activos financieros a costo amortizado

Los activos financieros se miden a costo amortizado solo si se cumplen las dos condiciones siguientes: (i) el objetivo del modelo de negocios del Grupo es mantener el activo para cobrar los flujos de efectivo contractuales; y (ii) los términos contractuales requieren pagos en fechas específicas sólo de capital e intereses.

Adicionalmente, y para los activos que cumplan con las condiciones arriba mencionadas, la NIIF 9 contempla la opción de designar, al momento del reconocimiento inicial, un activo como medido a su valor razonable si al hacerlo elimina o reduce significativamente una inconsistencia de valuación o reconocimiento que surgiría en caso de que la valuación de los activos o pasivos o el reconocimiento de las ganancias o pérdidas de los mismos se efectuase sobre bases diferentes. El Grupo no ha designado ningún activo financiero a valor razonable haciendo uso de esta opción.

Al cierre de los presentes estados financieros consolidados, los activos financieros a costo amortizado del Grupo comprenden ciertos elementos de efectivo y equivalentes de efectivo, créditos por ventas y otros créditos.

- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Si no se cumpliera alguno de los dos criterios mencionados más arriba, el activo financiero se clasifica como un activo medido a "valor razonable con cambios en resultados".

Al cierre de los presentes estados financieros consolidados, los activos financieros del Grupo a valor razonable con cambios en resultados comprenden fondos comunes de inversión y títulos públicos.

#### Reconocimiento y medición

Las compras y ventas de activos financieros se reconocen en la fecha en la cual el Grupo se compromete a comprar o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja cuando se han extinguido o transferido los derechos a recibir flujos de efectivo provenientes de dichas inversiones y los riesgos y beneficios relacionados con su titularidad.

Los activos financieros valuados a costo amortizado se reconocen inicialmente a su valor razonable más los costos de transacción. Estos activos devengan los intereses en base al método de la tasa de interés efectiva.

Los activos financieros valuados a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente a valor razonable y los costos de transacción se reconocen como gasto en el estado de resultados integrales. Posteriormente se valúan a valor razonable. Los cambios en los valores razonables y los resultados por ventas de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se registran en "Resultados financieros, netos" en el estado de resultados integrales.

En general, el Grupo utiliza el precio de la transacción para determinar el valor razonable de un instrumento financiero al momento del reconocimiento inicial. En el resto de los casos, el Grupo sólo registra una ganancia o pérdida al momento del reconocimiento inicial sólo si el valor razonable del instrumento es evidenciado con otras transacciones comparables y observables del mercado para el mismo instrumento o se basa en una técnica de valuación que incorpora solamente datos de mercado observables. Las ganancias o pérdidas no reconocidas en el reconocimiento inicial de un activo financiero se reconocen con posterioridad, sólo en la medida en que surjan de un cambio en los factores (incluyendo el tiempo) que los participantes de mercado considerarían al establecer el precio.

Los resultados de los instrumentos de deuda que se miden a costo amortizado y no son designados en una relación de cobertura, se reconocen en resultados cuando se dan de baja los activos financieros o se reconoce una desvalorización y durante el proceso de amortización utilizando el método de la tasa de interés efectiva. El Grupo reclasifica todas las inversiones en instrumentos de deuda únicamente cuando cambia el modelo de negocio utilizado para administrar dichos activos.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

### Desvalorización de activos financieros

El Grupo evalúa al cierre de cada ejercicio si existen pruebas objetivas de desvalorización de un activo financiero o grupo de activos financieros medidos a costo amortizado. La desvalorización se registra sólo si existen pruebas objetivas de la pérdida de valor como consecuencia de uno o más eventos ocurridos con posterioridad al reconocimiento inicial del activo y dicha desvalorización puede medirse de manera confiable.

Las evidencias de desvalorización incluyen indicios de que los deudores o un grupo de deudores están experimentando importantes dificultades financieras, incumplimientos o mora en los pagos de capital o intereses, la probabilidad de que sean declarados en quiebra o concurso, y cuando datos observables indican que existe una disminución en los flujos de efectivo futuros estimados.

El monto de la desvalorización se mide como la diferencia entre el valor contable del activo y el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados (excluyendo futuras pérdidas crediticias no incurridas) descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. El valor contable del activo se reduce y el monto de la pérdida se reconoce en el estado de resultados. Como medida práctica, el Grupo puede medir la desvalorización en base al valor razonable de un instrumento, utilizando un precio de mercado observable. Si, en un período posterior, el monto de la pérdida por desvalorización disminuye y la disminución está relacionada con un hecho ocurrido con posterioridad a la desvalorización original, la reversión de la pérdida por desvalorización se reconoce en el estado de resultados.

### Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros son compensados cuando existe un derecho legal de compensar dichos activos y pasivos y existe una intención de cancelarlos en forma neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

#### 2.b.3) Inventarios

Los inventarios 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. El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el curso ordinario del negocio menos los gastos de venta.

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

El Grupo 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.

#### 2.b.4) Activos intangibles

El Grupo 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. Al cierre del ejercicio dichos activos están valuados a su costo de adquisición o desarrollo, tomando en consideración el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF menos su correspondiente depreciación o amortización acumulada y, de corresponder, pérdidas por desvalorización.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo:

##### i. Concesiones de servicios

Comprende las concesiones de transporte y almacenamiento. Se valúan al costo de adquisición, tomando en consideración el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF, neto de su correspondiente amortización acumulada. Se deprecian en línea recta a lo largo del plazo de duración de la concesión.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

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 Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") para gasoductos. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos e instalaciones asociadas se revierten al Estado Argentino sin ningún pago al titular.

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

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

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

### ii. Derechos de exploración

El Grupo clasifica los derechos de exploración como activos intangibles, los cuales están valuados a su costo, tomando en consideración el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF, 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 en el estado de resultados integrales, 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 y 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 el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF, menos las correspondientes amortizaciones acumuladas y, de corresponder, las pérdidas por desvalorización.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

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. El Grupo revisa anualmente la mencionada vida útil estimada.

El Grupo no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014.

### 2.b.5) Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las asociadas y los negocios conjuntos son registrados por el método del valor patrimonial proporcional.

De acuerdo a este método, la inversión se reconoce inicialmente al costo en la línea "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos" del estado de situación financiera, y el valor contable aumenta o disminuye para reconocer la participación del inversor sobre el resultado de la asociada o negocio conjunto con posterioridad a la fecha de adquisición, el cual se refleja en el estado de resultados integrales en la línea "Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos". La inversión incluye, en caso de corresponder, la llave de negocio identificada en la adquisición.

Las asociadas son todas aquellas en las que el Grupo 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% y menor al 50%.

Los acuerdos conjuntos son acuerdos contractuales mediante los cuales el Grupo y otra parte o partes poseen el control conjunto de dicho acuerdo. 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.

Para la valuación de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos, se han utilizado los últimos estados financieros disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible y las transacciones entre el Grupo y las sociedades relacionadas que hubieran modificado el patrimonio de estas últimas. El motivo principal por el cual la fecha de los últimos estados financieros publicados de ciertas inversiones en sociedades difiere de la fecha de publicación de los correspondientes al Grupo obedece a razones de índole administrativa. Asimismo, los principios de contabilidad utilizados por las inversiones en asociadas y negocios conjuntos se han homogeneizado, en caso de ser necesario, con los del Grupo con el fin de presentar los estados financieros con base de normas de valoración y presentación homogéneas. Los estados financieros de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos cuya moneda funcional es distinta a la moneda funcional de la Sociedad se convierten utilizando el procedimiento establecido en la Nota 2.b.1.

Las inversiones en asociadas y negocios conjuntos en las que el Grupo no posee influencia significativa o control conjunto han sido valuadas al costo.

Las participaciones en sociedades con patrimonio negativo se exponen en el rubro "Otros pasivos".

A cada fecha de cierre o frente a la existencia de indicios de desvalorización, se determina si existe alguna prueba objetiva de desvalorización del valor de la inversión en las asociadas y negocios conjuntos. Si este es el caso, el Grupo calcula el monto de la desvalorización como la diferencia entre el valor recuperable de las asociadas y negocios conjuntos, y su valor contable, y reconoce dicha diferencia en la línea "Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos" en el estado de resultados integrales. El valor registrado de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos no supera su valor recuperable.

En la Nota 9 se detallan las inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

A partir de la vigencia de la Ley N° 25.063, los dividendos, en dinero o en especie, que el Grupo 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. El Grupo no ha efectuado cargo alguno por este impuesto por estimar que los dividendos provenientes de utilidades registradas mediante la aplicación del método del valor patrimonial proporcional no estarán sujetos a dicho impuesto.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014

**2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)****2.b.6) Propiedades, planta y equipo**Criterios generales

Las propiedades, planta y equipo 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 el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF.

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 deprecian 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 las propiedades, planta y equipo son reemplazadas, 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 resultados integrales de cada ejercicio.

La recuperabilidad de estos activos es revisada una vez al año o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, según se detalla en la Nota 2.b.8.

Depreciaciones

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

	<u>Años de vida útil estimada</u>
Edificios y otras construcciones.....	50
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas.....	20 – 25
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.

El Grupo revisa anualmente la vida útil estimada de cada clase de bien.

Actividades de producción de petróleo y gas

El Grupo 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

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 al estado de resultados integrales. 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 el Grupo 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 8.

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:

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

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. El Grupo efectúa las revisiones de las estimaciones de reservas al menos una vez al año. Adicionalmente, las estimaciones de reservas son auditadas por ingenieros independientes externos de petróleo y gas sobre la base de un plan de rotación de tres años.

### 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 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, la vida útil de los pozos y su estimación de abandono, 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 financieros consolidados, 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.

### Propiedades, planta y equipo 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.

Las propiedades, planta y equipo de naturaleza medioambiental y su correspondiente depreciación acumulada, se exponen en los estados financieros conjuntamente con el resto de elementos que forman parte de las propiedades, planta y equipo los cuales son clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

### 2.b.7) Provisiones y pasivos contingentes

El Grupo distingue entre:

#### i. Provisiones

Se trata de obligaciones legales o asumidas por el Grupo, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe o plazo pueden ser inciertos. Una provisión se reconoce contablemente en el momento del nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago, en la medida que su cuantía se pueda estimar de forma fiable y que la obligación de liquidar el compromiso sea probable o cierta. Las provisiones incluyen tanto a las obligaciones cuya ocurrencia no depende de hechos futuros (como son las provisiones por gastos de medioambiente y la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos), como así también a aquellas obligaciones probables y cuantificables cuya concreción depende de la ocurrencia de un hecho futuro que se encuentra fuera del control del Grupo (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. Ver Nota 14.

#### ii. Pasivos contingentes

Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control del Grupo, 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 financieros, sino que los mismos son informados en nota en la medida que sean significativos, conforme a los requerimientos de la NIC 37, "Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes". Ver Nota 28.

Las provisiones se miden al valor actual de los flujos de fondos estimados para cancelar la obligación, aplicando una tasa antes de impuestos que refleje las evaluaciones de mercado del valor tiempo del dinero y los riesgos específicos de la obligación. El aumento de la provisión debido al paso del tiempo se reconoce en el estado de resultados integrales.

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones ineludibles que se deriven del mismo son registradas en los estados financieros 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 del Grupo, y considerando asimismo la estimación de producción de cada campo (y consecuentemente su abandono), 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.

En relación con ciertas provisiones y pasivos contingentes, la Sociedad, de acuerdo con la dispensa establecida de NIC 37, ha decidido no exponer cierta información crítica que podría perjudicarla seriamente en los reclamos realizados por terceras partes

### 2.b.8) Deterioro del valor de las propiedades, planta y equipo y activos intangibles

A los fines de evaluar la recuperabilidad de las propiedades, planta y equipo y activos intangibles, el Grupo 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 UGE, en tanto que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que sean independientes de los generados por otros activos o UGE, todo ello teniendo en cuenta las condiciones regulatorias, económicas, operativas y comerciales. Considerando lo antes mencionado, los activos del Grupo se han agrupado en once UGE que se detallan a continuación:

#### i. Segmento de Upstream

Los activos de este segmento han sido agrupados en seis UGE. Una que agrupa los activos de los campos de YPF con reservas básicamente de petróleo crudo; y cinco que agrupan los activos de campos de YPF e YSUR con reservas básicamente de gas natural en función de las cuencas del país.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

- UGE Petróleo – YPF;
- UGE Gas – Cuenca Neuquina – YPF;
- UGE Gas – Cuenca Noroeste – YPF;
- UGE Gas – Cuenca Austral – YPF;
- UGE Gas – Cuenca Neuquina – YSUR;
- UGE Gas – Cuenca Austral – YSUR.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 existía la UGE Petróleo – YPF Holdings, la cual fue desconsolidada durante el ejercicio 2016.

### ii. Segmento de Gas y Energía

Los activos de este segmento han sido agrupados en tres UGE: la UGE Gas y Energía YPF, que incluye principalmente la comercialización y regasificación de gas natural; la UGE Metrogas, que incluye los activos relacionados con las actividades de distribución de gas natural; y la UGE YPF EE, que incluye los activos relacionados con la actividad de generación y comercialización de energía eléctrica.

### iii. Segmento de Downstream

Los activos de este segmento han sido agrupados en la UGE Downstream YPF, que comprende principalmente los activos afectados a la refinación de petróleo crudo (o bien que complementan dicha actividad), la industria petroquímica y la comercialización de dichos productos.

### iv. Administración central y otros

Incluye la UGE AESA, que comprende fundamentalmente los activos destinados a la construcción relacionada con actividades de la subsidiaria.

Esta agregación es el mejor reflejo de la forma en que actualmente el Grupo toma sus decisiones de gestión de los mismos para la generación de flujos de efectivo independientes.

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 al Grupo.

Si el importe recuperable de una UGE es inferior a su importe en libros, el importe en libros de la misma se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor en el 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 UGE) 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 UGE) en ejercicios anteriores.

### 2.b.9) Metodología para la estimación del valor recuperable

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de las propiedades, planta y equipo y activos intangibles consiste en la utilización del mayor valor entre: i) 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; y de estar disponible, ii) el precio que se recibiría en una transacción ordenada entre participantes de mercado por vender el activo a la fecha de los presentes estados financieros consolidados, menos los costos de disposición de dichos activos.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de efectivo basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGE 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 UGE, 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 Upstream 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 Upstream.

Los flujos de efectivo de los negocios de Downstream y Gas y Energía 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. El horizonte de evaluación de las proyecciones es de 10 años, considerando en el último período una renta anual, en función de la vida útil prolongada de los activos de esta UGE.

Los precios de referencia considerados se basan en una combinación de cotizaciones disponibles en los mercados en los que opera el Grupo, 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.

### 2.b.10) Planes de beneficios a empleados y pagos basados en acciones

#### i. Planes de retiro

A partir del 1° de marzo de 1995, el Grupo ha establecido un plan de retiro de contribuciones definidas, que proveerá beneficios a cada empleado que decida adherirse al plan. Cada adherente deberá aportar un monto que variará entre el 3% y el 10% de su remuneración mensual y el Grupo deberá aportar un monto equivalente al contribuido por cada adherente.

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

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

Estos programas alcanzan a ciertos empleados del Grupo. Se basan en el cumplimiento de objetivos corporativos, 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.

#### iii. Plan de beneficios basados en acciones

A partir del ejercicio 2013, la Sociedad ha decidido implementar un plan de beneficio basado en acciones. Este plan organizado en programas anuales, alcanza a determinados empleados de nivel ejecutivo, gerentes y personal clave o con conocimiento técnico crítico. El plan mencionado tiene como objetivo el alineamiento de estos empleados con los objetivos del plan estratégico de la Sociedad.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

Este plan consiste 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.

A los efectos contables, la Sociedad 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 denominada “Planes de beneficios en acciones”.

### 2.b.11) Criterio de reconocimiento de ingresos

#### Criterio general

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:

- El Grupo transfiere al comprador los riesgos y beneficios significativos derivados de la propiedad de los bienes.
- El Grupo 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.
- Los costos incurridos, o por incurrir, en relación con la transacción pueden medirse de manera confiable.

#### Reconocimiento de ingresos por esquema de incentivos

Los estímulos a la inyección excedente de gas natural y a la producción de crudo, dictadas por la ex-Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas mediante las Resoluciones N° 1/2013 y N° 14/2015, respectivamente (ver Nota 30), se encuadran dentro del alcance de la NIC 20 “Contabilización de las subvenciones del Gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales” debido a que consisten en compensaciones económicas para las empresas comprometidas en incrementar sus respectivas producciones. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro “Ingresos” en el estado de resultados integrales.

Asimismo, también está dentro del alcance de esta norma la asistencia económica transitoria recibida por Metrogas (ver Nota 30) dictada por el Ministerio de Energía y Minería (“MINEM”) en la Resolución N° 312-E/1016 y por la ex-Secretaría de Energía de la Nación en la Resolución N° 263/2015, debido a que tiene como objeto solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución del gas natural por redes preservando la cadena de pagos a los productores de gas natural hasta tanto se concluya con la Revisión Tarifaria. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro “Otros resultados operativos, netos” dentro del estado de resultados integrales.

Adicionalmente, 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 AESA. 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 N° 379/2001, N° 1551/2001, sus modificaciones y reglamentos. 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. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro “Otros resultados operativos, netos” dentro del estado de resultados integrales.

El reconocimiento de estos ingresos es efectuado a su valor razonable cuando exista una seguridad razonable de que se recibirán los incentivos y se cumplan las condiciones ligadas a ellos.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

### 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 AESA 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 financieros, 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 2016, 2015 y 2014:

	Ingresos del ejercicio	Costos incurridos más ganancias reconocidas acumuladas	Contratos en curso	
			Anticipos recibidos	Retenciones en pagos
2016.....	778	1.236	-	-
2015.....	455	577	-	-
2014.....	419	418	-	-

### 2.b.12) Arrendamientos

Los arrendamientos del Grupo se clasifican como arrendamientos operativos o financieros, teniendo en cuenta la sustancia económica de los contratos.

El Grupo como arrendatario:

#### - 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.

#### - Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando el arrendador transfiere al arrendatario sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del bien objeto del mismo.

El Grupo no posee contratos de arrendamientos financieros tal cual los definen las NIIF vigentes.

El grupo no posee activos arrendados a terceros significativos.

### 2.b.13) Resultado neto por acción

El resultado neto por acción básico es calculado dividiendo el resultado neto del ejercicio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante por el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio, netas, de corresponder, de las recompras realizadas según se menciona en la Nota 25.

El resultado neto por acción diluido es calculado dividiendo el resultado neto del ejercicio por el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, y cuando son diluibles, incluyendo las opciones de compra de acciones, se ajustan por el efecto de todas las acciones potencialmente diluibles, como si hubieran sido convertidas.

Al computar el resultado neto por acción diluido, los ingresos disponibles para los accionistas comunes, utilizados en el cálculo del resultado por acción básico, son ajustados por aquellos resultados que resultarían de la potencial conversión en acciones ordinarias. La cantidad promedio ponderada de acciones en circulación se ajusta para incluir la cantidad de acciones ordinarias adicionales que hubieran estado en circulación, si se hubieran emitido las acciones ordinarias potencialmente diluibles. El resultado neto por acción diluida se basa en la tasa de conversión o precio de ejercicio más beneficioso durante todo el plazo del instrumento desde el punto de vista del tenedor de dicho instrumento. El cálculo del resultado neto por acción diluido excluye las potenciales acciones ordinarias si su efecto es antidiluyente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, 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 resultado neto diluido por acción coincide con el cálculo de la resultado neto básico por acción. Ver Nota 26.

### 2.b.14) Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Dado que el Grupo no posee 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.

El Grupo da de baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

Al cierre de los presentes estados financieros consolidados, los pasivos financieros a costo amortizado del Grupo comprenden cuentas por pagar, otros pasivos y préstamos.

### 2.b.15) Impuestos, retenciones y regalías

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

El Grupo 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% en la Argentina.

Adicionalmente, en caso de determinarse ganancia impositiva, el Grupo 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 del Grupo 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

### 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 0,25% 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 financieros al 31 de diciembre de cada año. De conformidad con la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales, el Grupo 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 el Grupo estime conveniente.

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

Por la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados, se abonan regalías equivalentes al 12% (o al 15%, de corresponder) sobre el valor en boca de pozo de dichos productos, el cual es asimilable al precio de venta final menos gastos de transporte y almacenamiento. 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 30).

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

### **2.b.16) Cuentas de patrimonio**

Las partidas de patrimonio han sido valuadas de acuerdo a las normas contables vigentes a la fecha de transición. La registración de movimientos del mencionado rubro se realizó de acuerdo a decisiones assemblearias, 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 suscrito se ha mantenido a su valor nominal y el ajuste derivado de dicha reexpresión monetaria efectuada según los Principios de Contabilidad Previos (las Normas Contables Argentinas) 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.

### 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 la Sociedad en los mercados, conforme es exigido por la normativa vigente de la CNV.

### Planes de beneficios en acciones

Corresponde al saldo devengado acumulado relacionado a los planes de beneficios basados en acciones según se menciona en la Nota 2.b.10.iii).

### Costo de adquisición de acciones propias

Corresponde al costo incurrido en la adquisición de las acciones propias que la Sociedad mantiene en cartera. Adicionalmente, ver Nota 25.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## **2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)**

### Prima de negociación de acciones propias

Corresponde a la diferencia entre el valor devengado en relación con los planes de beneficios basados en acciones y el costo de adquisición de las acciones de la Sociedad para las acciones entregadas en relación con los mencionados planes.

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

### Prima de emisión

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

### Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la LGS, la Sociedad debe efectuar una reserva legal no inferior al 5% del resultado positivo surgido de la sumatoria algebraica del resultado del ejercicio, los ajustes de ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados acumulados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, hasta alcanzar el 20% de la suma del Capital suscrito y el saldo de la cuenta Ajuste del capital. Al 31 de diciembre de 2016, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 2.007.

### Reserva para futuros dividendos

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

### Reserva para inversiones y Reserva para compra de acciones propias

Corresponden a las asignaciones efectuadas por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto para afrontar inversiones futuras y para la compra de acciones propias para atender las obligaciones emergentes de los planes de beneficios en acciones descritos en la Nota 2.b.10.iii).

### 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 la Sociedad y sólo podrá ser desafectada para su capitalización o para absorber eventuales saldos negativos de la cuenta "Resultados acumulados", de acuerdo a lo que dispone la Resolución antes mencionada.

### Otros resultados integrales

Comprende los ingresos y gastos reconocidos directamente en cuentas del patrimonio y las transferencias de dichas partidas desde cuentas del patrimonio a cuentas del resultado del ejercicio o a resultados acumulados, 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, comprenden los resultados 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

### Interés no controlante

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

### **2.b.17) Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura**

Los instrumentos financieros derivados se miden a su valor razonable. El método para contabilizar la ganancia o pérdida resultante depende de si el derivado es designado como un instrumento de cobertura, y si es así, de la naturaleza del concepto que está cubriendo.

El Grupo administra las exposiciones a diversos riesgos utilizando diferentes instrumentos financieros. El Grupo no utiliza instrumentos financieros derivados con fines especulativos. Durante el presente ejercicio, el Grupo ha utilizado contratos de tipo de cambio futuro en dólares, los cuales se encontraban totalmente liquidados a la fecha de cierre del ejercicio.

La política del Grupo es aplicar la contabilización de cobertura, de conformidad con la NIIF 9, a las relaciones de cobertura, cuando sea posible hacerlo y su aplicación reduzca la volatilidad. Si bien hay operaciones de cobertura que pueden ser efectivas en términos económicos, no siempre pueden calificar para la contabilización de cobertura conforme a la NIIF 9. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, el Grupo no ha aplicado la contabilización de cobertura a sus instrumentos financieros derivados. Los resultados de los instrumentos financieros derivados se clasifican dentro de "Resultados financieros, netos" en el estado de resultados integrales.

Los valores razonables de los instrumentos financieros derivados con cotización en mercados activos se miden en referencia a los precios de publicación en dichos mercados. El valor razonable de los instrumentos financieros derivados que no poseen cotización en un mercado activo se determina utilizando técnicas de valuación. El Grupo selecciona entre diversos métodos de valuación y utiliza supuestos basados principalmente en condiciones de mercado existentes al cierre de cada ejercicio. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, el Grupo sólo utilizó instrumentos financieros derivados con cotización en mercados activos.

### **2.b.18) Créditos por ventas y otros créditos**

Los créditos por ventas se contabilizan inicialmente a valor razonable y posteriormente se miden a su costo amortizado aplicando el método de la tasa de interés efectiva.

Se constituye una provisión por incobrabilidad cuando hay evidencia objetiva de que el Grupo no podrá cobrar todas las sumas adeudadas en los plazos originales de dichos créditos. Las dificultades financieras significativas del deudor, la probabilidad de que el deudor se declare en quiebra o concurso o exista incumplimiento o mora en los pagos, se consideran indicadores de incobrabilidad.

Para créditos significativos no homogéneos, el Grupo mide generalmente la desvalorización en base a un análisis individual. Cuando son evaluados individualmente, el Grupo reconoce la provisión por desvalorización como la diferencia entre el valor contable del crédito y el valor presente de los flujos de efectivo futuros, teniendo en cuenta las garantías existentes, en caso de corresponder. Esta provisión considera la situación financiera del deudor, sus recursos, el historial de pago y, de corresponder, el valor de las garantías constituidas.

El Grupo no posee créditos homogéneos significativos.

El valor contable del activo se reduce a través de la provisión, y el monto de la pérdida se contabiliza en el estado de resultados integrales dentro de la línea "Gastos de comercialización". Los recuperos de los montos provisionados también se reconocen en la línea "Gastos de comercialización" en el estado de resultados integrales.

### **2.b.19) Efectivo y equivalentes de efectivo**

En el estado de flujo de efectivo, el efectivo y equivalentes de efectivo incluye el efectivo disponible, los depósitos a la vista en bancos y otras inversiones de corto plazo de alta liquidez con vencimientos originales de tres meses o menos. No incluye descubiertos bancarios.

### **2.b.20) Distribución de dividendos**

Los dividendos a pagar del Grupo se contabilizan como un pasivo en el período en el cual son aprobados.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

### 2.b.21) Combinaciones de negocios

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

El Grupo reconocerá en sus estados financieros, los activos identificables adquiridos, los pasivos asumidos, cualquier participación no controlante y, de existir, una llave de negocio 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. El Grupo 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, el Grupo 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 resultados integrales.

La llave de negocio se mide al costo, como exceso de la contraprestación transferida respecto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos netos por el Grupo. 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 resultados integrales.

### 2.b.22) Disposición total o parcial de un negocio con moneda funcional distinta del dólar

Al producirse la venta de un negocio con moneda funcional distinta del dólar (es decir, una venta de la totalidad de la inversión que el Grupo posee en un negocio con moneda funcional distinta del dólar, o que implique la pérdida de control de una subsidiaria que incluye un negocio con moneda funcional distinta del dólar), todas las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio respecto de ese negocio se reclasifican al resultado del ejercicio.

En caso de venta parcial que no resulte en la pérdida de control por parte del Grupo de una subsidiaria que incluye un negocio con moneda funcional distinta del dólar, la parte proporcional de las diferencias de conversión acumuladas se reclasifica al interés no controlante y no se registra en el resultado del ejercicio.

Los ajustes a la llave de negocio y al valor razonable resultantes de la adquisición de una entidad con moneda funcional distinta del dólar se tratan como activos y pasivos de dicha entidad y se convierten al tipo de cambio de cierre de ejercicio. Las diferencias de conversión resultantes se reconocen en otros resultados integrales.

### 2.b.23) Información por segmentos

Los segmentos operativos se presentan de manera consistente con la información interna brindada a la máxima autoridad en la toma de decisiones, quien es la responsable de asignar recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos. Los segmentos operativos se describen en la Nota 5.

### 2.b.24) Nuevos estándares emitidos

Tal como lo requiere la NIC 8 "Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores", a continuación se presentan y se resumen brevemente las normas o interpretaciones emitidas por el IASB cuya aplicación resulta obligatoria a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados así como también aquellas cuya aplicación no resulta obligatoria a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados y por lo tanto no han sido adoptadas por el Grupo.

Normas o interpretaciones emitidas por el IASB cuya aplicación resulta obligatoria a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados y por lo tanto han sido adoptadas por el Grupo, de corresponder

- **NIIF 11 – Contabilización de adquisiciones de participaciones en negocios conjuntos**

En mayo de 2014, el IASB modificó la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos", que resulta aplicable para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2016, permitiendo su aplicación anticipada.

Las modificaciones a la NIIF 11 proporcionan indicaciones para conocer cómo contabilizar la adquisición de un interés en una operación conjunta en la que las actividades constituyan un negocio, según la definición de la NIIF 3 "Combinaciones de negocios".

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

También se requiere a un operador conjunto revelar la información de interés solicitada por la NIIF 3 y otras normas para combinaciones de negocios.

Las entidades deben aplicar las modificaciones de forma prospectiva a las adquisiciones de intereses en las operaciones conjuntas que ocurren desde el inicio de los períodos anuales que comiencen a partir del 1° de enero de 2016.

- **NIIF 14 – Cuentas de diferimientos de actividades reguladas**

En enero de 2014, el IASB aprobó la NIIF 14, que resulta aplicable para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2016, permitiendo su aplicación anticipada. El alcance de esta Norma se limita a las entidades que adoptan por primera vez las NIIF, que reconocían los saldos de las cuentas de diferimientos de actividades reguladas en sus estados financieros de acuerdo con sus normas contables anteriores. Los primeros estados financieros que el Grupo presentó bajo NIIF fueron al 31 de diciembre de 2012 y la norma fue emitida en el mes de enero de 2014 por lo tanto el Grupo no aplicó esta norma a sus estados financieros.

- **NIC 16 y 38 – Métodos de depreciación y amortización**

Las modificaciones a la NIC 16 “Propiedades, planta y equipo” les prohíben a las entidades utilizar un método de depreciación basado en el ingreso para partidas de propiedades, planta y equipo. Mientras que las modificaciones a la NIC 38 “Activos intangibles” introducen presunciones legales que afirman que el ingreso no es un principio apropiado para la amortización de un activo intangible.

Las modificaciones aplican prospectivamente para períodos anuales que comiencen el 1° de enero de 2016 o posteriores, permitiéndose su aplicación anticipada.

- **NIC 27 – Estados financieros separados**

Las modificaciones se centran en los estados financieros individuales y permiten el uso del método de participación en dichos estados financieros.

Las modificaciones se aplican retrospectivamente en los períodos anuales que comiencen a partir 1° de enero 2016 con aplicación anticipada permitida.

- **NIC 1- Presentación de estados financieros – Iniciativa de revelaciones**

Las modificaciones a la NIC 1 son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1° de enero 2016 con aplicación anticipada permitida. La aplicación de las enmiendas no tiene que ser revelada.

Algunos puntos destacados en las enmiendas son las siguientes:

- La entidad no debe reducir la comprensibilidad de sus estados financieros al ocultar información sustancial con información irrelevante o mediante la agregación de elementos materiales que tienen diferente naturaleza o función.
- La entidad no necesita revelar información específica requerida por una NIIF si la información resultante no es material.
- En la sección de otros resultados integrales de un estado de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales, las enmiendas requieren revelaciones separadas para los siguientes elementos:
  - la proporción de otros resultados integrales de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación que no serán reclasificados posteriormente al resultado; y
  - la proporción de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación que se reclasifica posteriormente al estado de resultados.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

Asimismo, las modificaciones a la NIC 1 tienen relación con los siguientes temas:

- Materialidad
- Desagregación y subtotales
- Notas
- Revelación de las políticas contables
- Otros resultados integrales derivados de las inversiones contabilizadas mediante el método de participación

### • NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 – Excepción a la consolidación para entidades de inversión

En diciembre de 2014, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2016, permitiendo su aplicación anticipada.

Las modificaciones aclaran entre otras cosas que la excepción de la preparación de estados financieros consolidados está disponible para una entidad controlante que es una controlada de una entidad de inversión, incluso si la entidad de inversión mide todas sus controladas a valor razonable de conformidad con la NIIF 10. Las modificaciones consecuentes a la NIC 28 para aclarar que la excepción de aplicar el método de participación es aplicable a un inversionista en una asociada o negocio conjunto si ese inversionista es controlada de una entidad de inversión que mide todas sus subsidiarias a valor razonable.

Las modificaciones aclaran además que la exigencia de una entidad de inversión para consolidar una controlada que presta servicios relacionados con las actividades anteriores de inversión se aplica únicamente a las controladas que no son entidades de inversión.

### • Mejoras anuales a las NIIF – Ciclo 2012 - 2014

En septiembre de 2014, el IASB emitió las mejoras anuales 2012 - 2014 que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2016, permitiendo su aplicación anticipada.

A continuación un resumen de las principales normas modificadas y objeto de las mismas.

Norma	Objeto de la modificación	Detalle
NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas"	Cambios en los métodos de disposición de los activos.	La modificación introduce una guía específica para cuando la entidad reclasifica un activo (o grupo de activos) mantenido para la venta a mantenido para su distribución a los propietarios. La modificación aclara que tal cambio se considera como una continuación del plan original de la disposición y por lo tanto, una entidad no debe aplicar los párrafos 27 a 29 de la NIIF 5 en relación con los cambios en un plan de venta, en esas situaciones.
NIIF 7 "Instrumentos financieros: información a revelar" (con modificaciones resultantes de modificaciones a la NIIF 1)	Contratos de prestación de servicios.  Aplicabilidad de las modificaciones a la NIIF 7 en revelaciones de compensaciones en estados financieros intermedios condensados.	La modificación proporciona una guía adicional para aclarar si un contrato de prestación de servicios corresponde a participación continua en la transferencia de un activo a efectos de la información a revelar de dicho activo. Además, la enmienda aclara que las revelaciones de compensaciones no se requieren específicamente para todos los períodos intermedios. Sin embargo, es posible que se incluyan en los estados financieros intermedios condensados las revelaciones para satisfacer los requerimientos de la NIC 34 "Información Financiera Intermedia".
NIC 19 "Beneficios a empleados"	Tasa de descuento: asuntos de mercado regional.	La modificación aclara que la tasa utilizada para descontar las obligaciones por beneficios post-empleo debe determinarse con referencia a los rendimientos de mercado sobre bonos corporativos de alta calidad al final del período de reporte. Las bases para las conclusiones a la enmienda también aclaran que la profundidad del mercado de bonos corporativos de alta calidad debe evaluarse a nivel moneda que sea consistente con la moneda en que deban ser pagados los beneficios. Para las divisas para las cuales no existe un mercado profundo de tales títulos de alta calidad, se deben utilizar los rendimientos del mercado (al final del período de reporte) de bonos gubernamentales denominados en esa moneda.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

La adopción de las normas e interpretaciones o modificaciones mencionadas no han tenido un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo.

Normas o interpretaciones emitidas por el IASB cuya aplicación no resulta obligatoria a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados y por lo tanto no han sido adoptadas por el Grupo

- **NIIF 10 y NIC 28 – Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto**

En septiembre 2014, el IASB modificó la NIIF 10 y la NIC 28 para clarificar que, en transacciones que involucren una controlada, la extensión de la ganancia o pérdida a reconocer en los estados financieros depende de si la controlada vendida o contribuida constituye un negocio de acuerdo a la NIIF 3.

El 10 de agosto de 2015, el IASB emitió una propuesta para posponer la fecha efectiva de estas modificaciones indefinidamente dependiendo del resultado de su proyecto de investigación sobre la contabilización por el método de la participación, la cual resultó aprobada el 17 de diciembre de 2015.

- **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.

- **NIIF 15 – Ingreso de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes**

La NIIF 15 se encuentra en vigencia para períodos sobre el que se informa que comiencen el 1° de enero de 2018 o posteriores permitiéndose su aplicación anticipada. Las entidades pueden decidir si aplicar el modelo de manera retrospectiva o utilizar un enfoque de transición modificado, al que se le aplicará la norma de manera retrospectiva solo a los contratos que no estén completos a la fecha inicial de aplicación (por ejemplo, el 1° de enero de 2018 para una entidad con un año finalizado el 31 de diciembre).

La NIIF 15 establece un modelo extenso y detallado para que las entidades lo utilicen en la contabilidad de ingresos procedentes de contratos con clientes. Reemplazará las siguientes Normas e Interpretaciones de ingreso después de la fecha en que entre en vigencia:

- NIC 18 Ingresos;
- NIC 11 Contratos de construcción;
- CINIIF 13 Programas de fidelización de clientes;
- CINIIF 15 Acuerdos para la construcción de inmuebles;
- CINIIF 18 Transferencias de activos procedentes de los clientes; y
- SIC 31: Transacciones de trueque que incluyen servicios de publicidad.

Tal como indica el título de la nueva norma de ingresos, la NIIF 15 solo cubrirá ingresos procedentes de contratos con clientes. Según la NIIF 15, un cliente de una entidad es una parte que ha firmado un contrato con ella para obtener bienes y servicios que sean producto de las actividades ordinarias a cambio de una contraprestación. A diferencia del alcance de la NIC 18, no se encuentran en el alcance de la NIIF 15 el reconocimiento y medición del ingreso por intereses y del ingreso por dividendos procedentes de la deuda e inversiones en el patrimonio. En cambio, se encuentran en el alcance de la NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición” (o la NIIF 9 “Instrumentos Financieros”, en caso de que dicha NIIF se adopte anticipadamente).

Como se mencionó anteriormente, la nueva Norma de Ingresos tiene un modelo detallado para explicar los ingresos procedentes de contratos con clientes. Su principio fundamental es que una entidad debería reconocer el ingreso para representar la transferencia de bienes o servicios prometidos a los clientes, en un importe que refleje la contraprestación que la entidad espera recibir a cambio de esos bienes o servicios.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

La nueva norma de reconocimiento de ingresos agrega un enfoque de cinco pasos para el reconocimiento y medición del ingreso:

1. Identificar el contrato con el cliente.
2. Identificar las obligaciones separables del contrato.
3. Determinar el precio de transacción.
4. Distribuir el precio de transacción entre las obligaciones del contrato.
5. Reconocer el ingreso cuando la entidad satisfaga las obligaciones.

La nueva norma de ingresos ha introducido muchas más indicaciones prescriptivas:

- Si el contrato (o la combinación de contratos) contiene, o no, más de uno del bien o servicio prometido, de ser así, cuándo y cómo los bienes o servicios deberían ser otorgados.
- Si el precio de transacción distribuido a cada obligación de desempeño debería ser reconocido como ingreso a lo largo del tiempo o en un momento determinado. Según la NIIF 15, una entidad reconoce un ingreso cuando se satisface la obligación, es decir, cuando el control de los bienes y servicios que posee una obligación en particular es transferido al cliente. A diferencia de la NIC 18, el nuevo modelo no incluye lineamientos separados para la “venta de bienes” y la “provisión de servicios”; en su lugar, requiere que las entidades evalúen si el ingreso debería ser reconocido a lo largo del tiempo o en un momento en específico, sin importar si el ingreso incluye “la venta de bienes” o “la provisión de servicios”.
- Cuando el precio de transacción incluya un elemento de estimación de pagos variables, cómo afectará el monto y el tiempo para que se reconozca el ingreso. El concepto de estimación de pago variable es amplio. Se considera un precio de transacción como variable por los descuentos, reembolsos, créditos, concesiones de precio, incentivos, bonos de desempeño, penalizaciones y acuerdos de contingencia. El nuevo modelo introduce una gran condición para que una consideración variable sea reconocida como ingreso: solo hasta que sea muy poco probable que ocurra un cambio significativo en el importe del ingreso acumulado, cuando se hayan resuelto las incertidumbres inherentes a la estimación de pago variable.
- Cuando los costos incurridos para concretar un contrato y los costos para cumplirlo puedan reconocerse como un activo.

El Grupo se encuentra aún en proceso de evaluar el impacto completo de la aplicación de la NIIF 15 en sus estados financieros aunque, preliminarmente no se prevén cambios significativos en los criterios de reconocimientos de ingresos descriptos en la Nota 2.b.11). No es posible aún brindar una estimación financiera razonable de los efectos de la entrada en vigencia de esta norma hasta tanto dichos análisis sean concluidos.

El Grupo no tiene la intención de aplicar la Norma anticipadamente ni la intención de utilizar el método retroactivo tras la adopción.

### • NIIF 16 – Arrendamientos

La NIIF 16 se encuentra en vigencia para períodos sobre el que se informa que comiencen el 1° de enero de 2019 y se permite su aplicación anticipada para entidades que utilicen la NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes” antes de la fecha de aplicación inicial de la NIIF 16.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar de los arrendamientos. El objetivo es asegurar que los arrendatarios y arrendadores proporcionen información relevante de forma que represente fielmente esas transacciones. Los cambios incorporados por la misma impactan principalmente en la contabilidad de los arrendatarios. Reemplazará las siguientes Normas e Interpretaciones después de la fecha en que entre en vigencia:

- NIC 17 "Arrendamientos";
- CINIIF 4 "Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento";
- SIC 15 "Arrendamientos operativos-incentivos" y
- SIC 27 "Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento"

Esta Norma se aplica a todos los arrendamientos, incluyendo los arrendamientos de activos de derechos de uso en un subarrendamiento, con la excepción de aspectos específicos contemplados en otras normas:

- Arrendamientos para explorar o utilizar de minerales, petróleo, gas natural y recursos no renovables similares;
- Arrendamientos de activos biológicos dentro del ámbito de aplicación de la NIC 41 "Agricultura" mantenidos por un arrendatario;
- Contratos incluidos en el ámbito de aplicación de la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios";
- Licencias de propiedad intelectual concedidas por un arrendador dentro del alcance de la NIIF 15 "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes"; y
- Derechos mantenidos por un arrendatario bajo acuerdos de licencia que estén dentro del alcance de la NIC 38 "Activos intangibles" para elementos como películas de cine, videos, juegos, manuscritos, patentes y derechos de autor.

La nueva norma de arrendamientos ha introducido muchas más indicaciones prescriptivas:

- Medición del activo por derecho de uso

El costo del derecho de uso de los activos incluye las siguientes partidas:

- (a) el importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento (según se describe más adelante);
- (b) cualquier pago por arrendamiento abonado al arrendador con anterioridad a la fecha de comienzo o en la misma fecha, una vez descontado cualquier incentivo recibido por el arrendamiento;
- (c) los costos directos iniciales incurridos por el arrendatario; y
- (d) una estimación de los costos a incurrir por el arrendatario al dismantelar y eliminar el activo subyacente, restaurar el lugar en el que se localiza o restaurar el activo subyacente a la condición requerida por los términos y condiciones del arrendamiento, a menos que se incurra en esos costos al producir los inventarios. El arrendatario podría incurrir en obligaciones a consecuencia de esos costos ya sea en la fecha de comienzo o como una consecuencia de haber usado el activo subyacente durante un período determinado.

Posteriormente, la valoración del derecho de uso de los activos irá por el modelo del costo o el modelo de la revaluación de la NIC 16 "Propiedades, planta y equipo" (reconociendo por tanto la amortización y el deterioro en la cuenta de pérdidas y ganancias y, en su caso de aplicación del modelo de revaluación, las revalorizaciones en patrimonio). No obstante, NIIF 16 exige que la valoración del derecho de uso de una inversión inmobiliaria arrendada se realice a su valor razonable en virtud de lo dispuesto en la norma NIC 40 "Propiedades de inversión" para las inversiones inmobiliarias que posea.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

### - Pasivo por arrendamiento

Un arrendatario medirá el pasivo por arrendamiento al valor presente de los pagos por arrendamiento que no se hayan pagado en esa fecha. Los pagos por arrendamiento se descontarán usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, si esa tasa pudiera determinarse fácilmente. Si esa tasa no puede determinarse fácilmente, el arrendatario utilizará la tasa incremental por préstamos del arrendatario.

Los pasivos por arrendamiento deben incluir las siguientes partidas:

- (a) pagos fijos (incluyendo los pagos en especie fijos), menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar;
- (b) pagos variables, que dependen de un índice o una tasa, inicialmente medidos usando el índice o tasa (por ejemplo, pagos vinculados al índice de precios al consumidor, precios vinculados a una tasa de interés de referencia, tal como la LIBOR, o pagos que varían para reflejar cambios en los precios de alquiler del mercado) en la fecha de comienzo del contrato;
- (c) importes que el arrendatario espera pagar como garantías de valor residual;
- (d) el precio de ejercicio de una opción de compra si el arrendatario está razonablemente seguro de ejercer esa opción; y
- (e) pagos de penalizaciones por terminar el arrendamiento, si el período del arrendamiento refleja que el arrendatario ejercerá una opción de terminarlo por parte del arrendatario (es decir, porque existe una certeza razonable al respecto).

Posteriormente, el arrendatario irá incrementando el pasivo por el arrendamiento para reflejar el interés devengado (y reconocido en la cuenta de pérdidas y ganancias), deducir las cuotas que se van pagando del pasivo y recalcular de nuevo el valor contable para reflejar cualquier revisión, modificación del arrendamiento o revisión de las denominadas cuotas "en sustancia" fijas.

### - Revisión del pasivo por arrendamiento

El arrendatario deberá revisar el pasivo por arrendamiento en los siguientes casos:

- (a) cuando se produzca un cambio en el importe esperado a pagar en virtud de una garantía de valor residual;
- (b) Cuando se produzca un cambio en las futuras cuotas de arrendamiento para reflejar la variación de un índice o en un tipo de interés utilizado para determinar dichas cuotas (incluida, por ejemplo, una revisión del alquiler de mercado);
- (c) Cuando se produzca un cambio en la duración del arrendamiento como resultado de una modificación en el período no cancelable del mismo (por ejemplo, si el arrendatario no ejerce una opción previamente incluida en la determinación del período de arrendamiento); o
- (d) Cuando se produzca un cambio en la evaluación de la opción de compra del activo subyacente.

### - Contabilidad del arrendador

La NIIF 16 exige al arrendador clasificar el arrendamiento en operativo o financiero. Un arrendamiento financiero es un arrendamiento en el que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de la propiedad del activo. Un arrendamiento se clasificará como operativo si no transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad de un activo subyacente.

La clasificación del arrendamiento se realiza en la fecha de inicio del acuerdo y se evalúa nuevamente solo si se produce una modificación del arrendamiento. Los cambios en las estimaciones (por ejemplo las que suponen modificaciones en la vida económica o en el valor residual del activo subyacente) o los cambios en circunstancias (por ejemplo el incumplimiento por parte del arrendatario), no darán lugar a una nueva clasificación del arrendamiento a efectos contables.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

### - Transacciones de venta con arrendamiento posterior ("Sale and leaseback")

Este aspecto se trata desde el punto de vista del arrendatario-vendedor como arrendador-comprador. El aspecto fundamental del tratamiento de esas transacciones depende de si la transferencia del activo en cuestión cumple los criterios de la NIIF 15 "Ingresos procedentes de contratos con clientes", para su reconocimiento como venta.

El Grupo se encuentra aún en proceso de evaluar el impacto completo de la aplicación de la NIIF 16 en sus estados financieros y no tiene la intención de aplicar la Norma anticipadamente.

### • **Modificaciones a la NIC 7 – Iniciativa sobre información a revelar**

En enero de 2016, el IASB emitió modificaciones a la NIC 7 que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2017, permitiendo su aplicación anticipada.

Las modificaciones a la Iniciativa de Revelación vienen con el objetivo de que las entidades revelen información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los cambios ocurridos durante un período en los pasivos (y cierto activos) provenientes de actividades de financiación.

La explicación de los cambios debe diferenciar los "cambios procedentes de los flujos de efectivo por financiación" de los "cambios distintos al efectivo".

Asimismo, al explicar los cambios distintos al efectivo deben diferenciarse, con la extensión que sea necesaria para satisfacer el objetivo de relevación, las siguientes fuentes de cambios: (i) los cambios derivados de la obtención o pérdida del control de subsidiarias y otros negocios; (ii) el efecto de los cambios en la tasa de cambio de moneda extranjera; (iii) los cambios en el valor razonable; y (iv) otros cambios (con identificación separada de cualquier variación que se estime relevante).

El IASB define los pasivos derivados de las actividades de financiación como pasivos "para los cuales los flujos de efectivo eran o serán, clasificados en el estado de flujos de efectivo como los flujos de efectivo por actividades de financiación". También hace hincapié en que los nuevos requisitos de revelación también se relacionan con los cambios en los activos financieros (por ejemplo, activos que cubren pasivos que surgen de actividades de financiación) si cumplen con la misma definición.

Una manera de cumplir con el nuevo requisito de revelación es proporcionar una conciliación entre los saldos iniciales y finales en el estado de situación financiera para los pasivos derivados de las actividades de financiación.

Por último, las modificaciones establecen que los cambios en los pasivos derivados de las actividades de financiación deben ser revelados por separado de los cambios en otros activos y pasivos.

El Grupo no anticipa que la aplicación de las modificaciones a la norma mencionada tendrá un efecto significativo sobre sus estados financieros.

### • **Modificaciones a la NIC 12 – Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas**

En enero de 2016, el IASB emitió modificaciones a la NIC 12 que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2017, permitiendo su aplicación anticipada.

La modificación de la NIC 12 establece que cuando una entidad evalúa si estarán disponibles las ganancias fiscales contra las cuales se pueda utilizar una diferencia temporaria deducible, considerará si la legislación fiscal restringe las fuentes de las ganancias fiscales contra las que pueda realizar deducciones en el momento de la reversión de esa diferencia temporaria deducible. Si la legislación fiscal no impone estas restricciones, una entidad evaluará una diferencia temporaria deducible en combinación con todas las demás. Sin embargo, si la legislación fiscal restringe el uso de pérdidas para ser deducidas contra ingresos de un tipo específico, una diferencia temporaria deducible se evaluará en combinación solo con las del tipo apropiado.

El Grupo no anticipa que la aplicación de las modificaciones a la norma mencionada tendrá un efecto significativo sobre sus estados financieros.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

### • Modificaciones a la NIIF 2 – Clasificación y Medición de Transacciones con Pagos basados en Acciones

En junio de 2016, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 2 que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2018, permitiendo su aplicación anticipada.

La NIIF 2 ha sido modificada para reflejar los siguientes aspectos:

- Para las transacciones con pagos basados en acciones que se liquidan en efectivo se medirá los bienes o servicios adquiridos y el pasivo en el que haya incurrido, al valor razonable del pasivo, sujeto a los requerimientos de esta norma. Hasta que el pasivo se liquide, se volverá a medir el valor razonable del pasivo al final de cada período sobre el que se informa, así como en la fecha de liquidación, reconociendo cualquier cambio del valor razonable en el resultado del período.
- Las condiciones para la irrevocabilidad de concesión y condiciones distintas a las de irrevocabilidad de la concesión, distintas de las condiciones de mercado, no se tendrán en cuenta al estimar el valor razonable del pago basado en acciones que se liquida en efectivo en la fecha de medición. En su lugar, se tendrán en cuenta ajustando el número de incentivos incluidos en la medición del pasivo que surge de la transacción. Con lo cual, se reconocerá un importe por los bienes o servicios recibidos durante el período hasta la irrevocabilidad de la concesión. Ese importe se basará en la mejor estimación disponible del número de incentivos que se espera sean irrevocables.
- Si los términos y condiciones de una transacción con pagos basados en acciones que se liquidan en efectivo se modifican con el resultado de que pase a ser una transacción con pagos basados en acciones que se liquidan con instrumentos de patrimonio, la transacción se contabilizará así desde la fecha de la modificación. Específicamente: (a) La transacción con pagos basados en acciones que se liquida con instrumentos de patrimonio se mide por referencia al valor razonable de los instrumentos de patrimonio concedidos en la fecha de la modificación. La transacción con pagos basados en acciones liquidada con instrumentos de patrimonio se reconoce en patrimonio, en la fecha de la modificación, en la medida de los bienes o servicios que se han recibido. (b) El pasivo por la transacción de pagos basados en acciones liquidada en efectivo en la fecha de la modificación se dará de baja en cuentas en esa misma fecha. (c) Cualquier diferencia entre el importe en libros del pasivo dado de baja en libros y el importe de patrimonio reconocido en la fecha de la modificación se reconocerá de forma inmediata en el resultado del período.

El Grupo no anticipa que la aplicación de las modificaciones a la norma mencionada tendrá un efecto significativo sobre sus estados financieros.

### • CINIIF 22 – Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones anticipadas

En diciembre de 2016, el IASB aprobó la interpretación CINIIF 22 “Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas”, que resulta aplicable para los ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2018, permitiendo su aplicación anticipada. El alcance de esta interpretación se aplica a una transacción en moneda extranjera (o parte de ella) cuando una entidad reconoce un activo no financiero o pasivo no financiero que surge del pago o cobro de una contraprestación anticipada antes de que la entidad reconozca el activo, gasto o ingreso relacionado (o la parte de estos que corresponda). Esta interpretación no se aplica cuando una entidad mide el activo, gasto o ingreso relacionado, en el momento del reconocimiento inicial: (a) al valor razonable; o (b) al valor razonable de la contraprestación pagada o recibida en una fecha distinta de la del reconocimiento inicial del activo no monetario, o pasivo no monetario, que surge de la contraprestación anticipada (por ejemplo, la medición de la plusvalía aplicando la NIIF 3 “Combinaciones de negocios”).

El Grupo no anticipa que la aplicación de las modificaciones a la norma mencionada tendrá un efecto significativo sobre sus estados financieros.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

### • Mejoras anuales a las NIIF – Ciclo 2014 - 2016

En diciembre de 2016, el IASB emitió las mejoras anuales 2014 - 2016 que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2018, permitiendo su aplicación anticipada.

Norma	Objeto de la modificación	Detalle
NIIF 1 "Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera"	Eliminación de exenciones a corto plazo para las entidades que adoptan por primera vez las Normas NIIF.	La modificación introduce la eliminación de los párrafos que consideran la exención limitada de la información a revelar comparativa de la NIIF 7 para entidades que adoptan por primera vez las NIIF, la información a revelar de las transferencias de activos financieros y el párrafo 39AA que se considera las mejores anuales a las normas NIIF Ciclo 2014-2016.
NIIF 12 "Información a revelar sobre participaciones en otras entidades"	Aclaración del alcance de la Norma.	La modificación introduce un cambio en el alcance de la norma, considerando que los requerimientos de la norma se aplican a las participaciones de una entidad enumerada en el párrafo 5 que están clasificadas (o incluidas en un grupo para su disposición que está clasificado) como mantenidas para la venta u operaciones discontinuadas de acuerdo con la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas".
NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos"	Medición a valor razonable de una asociada o negocio conjunto.	La modificación introduce cambios con relación a la exención y los procedimientos a aplicar para el método de la participación, aclara que una entidad aplicará esta exención o el método de forma separada para cada asociada o negocio conjunto, para el caso de la exención en el reconocimiento inicial de la asociada o negocio conjunto, y con relación al método en la fecha posterior de entre las siguientes: a) cuando la asociada o negocio conjunto que es una entidad de inversión se reconoce inicialmente; b) cuando la asociada o negocio conjunto pasa a ser una entidad de inversión; c) cuando la asociada o negocio conjunto que es una entidad de inversión pasa a ser una controladora.

El Grupo no anticipa que la aplicación de las modificaciones a las normas mencionadas tendrá un efecto significativo sobre sus estados financieros.

### 2.c) Estimaciones y juicios contables

Las áreas y rubros contables que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los presentes estados financieros consolidados son:

#### 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 del Grupo. 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 Upstream (ver Notas 2.b.8, 2.b.9 y último apartado de la presente nota).

El Grupo 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 Norma 4-10 (a) de la Regulación S-X de la SEC.

#### Provisión para juicios y contingencias

El resultado final de la liquidación de denuncias, reclamos y litigios, como así también la calificación otorgada por la Dirección de la Sociedad 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 de la Sociedad.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

### Provisión para gastos de medio ambiente y para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos

Debido a su operatoria, el Grupo está sujeto a diversas leyes y regulaciones 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 la Sociedad considera que las operaciones del Grupo se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes en Argentina y en los países donde el Grupo tiene operaciones, 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 el Grupo 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, el Grupo 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, se han provisionado obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual del Grupo. Cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una revaluación de esas estimaciones. El Grupo 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.

Los principales lineamientos sobre la provisión para las obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos se detallan en la Nota 2.b.6).

### 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 impositivos del Grupo.

### Provisiones para deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de las propiedades, planta y equipo y activos intangibles se detalla en la Nota 2.b.8 y 2.b.9.

El análisis de recuperabilidad es realizado en la fecha de cierre de ejercicio o cada vez que existen indicios de deterioro del valor recuperable. En este sentido, en el marco de las negociaciones mantenidas entre Productores y Refinadores del país en el segundo semestre del año 2016, se ha producido una reducción gradual del 6% en los precios de venta de los crudos Medanita y Escalante en el mercado local (2% mensual a partir de agosto de 2016). Asimismo, en enero de 2017, los Productores y Refinadores llegaron a un nuevo acuerdo para la transición a precios internacionales, en el cual se estableció un sendero de precios para la comercialización de petróleo en el mercado interno, con el objetivo de alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017. Esta readecuación de precios en el mercado doméstico y otras señales que apuntarían a una convergencia con los precios internacionales en el futuro cercano, sumadas a la baja en los precios esperados en el mediano plazo en comparación con las estimaciones al 31 de diciembre de 2015, se han considerado como evidencia de deterioro del valor de los activos de la UGE Petróleo – YPF.

En consecuencia, se han considerado las siguientes hipótesis para los precios del mercado local para las distintas variedades de crudo a efectos de considerar dichas expectativas: i) 2017, resulta de los precios acordados entre Productores y Refinadores mencionado precedentemente y que, como resultado de ello, surgen precios de US\$/bbl 57,5 para el crudo Medanita y US\$/bbl 49,1 para el crudo Escalante; ii) 2018, 2019 y 2020, se ha considerado la estimación de los precios para el mercado local sobre la base de la estimación de precios internacionales basados en el consenso de analistas disponible; y iii) posteriormente los precios crecen en base a la inflación pronosticada en Estados Unidos.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

Para el ejercicio 2016, la tasa de descuento utilizada ha sido del 8,67% después de impuestos (la tasa de descuento utilizada para el ejercicio 2015 fue de 10,33% después de impuestos).

En base a la metodología mencionada precedentemente, la reducción esperada del precio del petróleo, conjuntamente con la evolución del comportamiento de los costos en función tanto a variables macroeconómicas como de comportamiento operativo de nuestros activos, resulta en un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo respecto de la UGE Petróleo – YPF dentro del segmento de Upstream por un valor de 34.943 y 2.361 al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente. Originalmente al 30 de septiembre de 2016, se había registrado un cargo de 36.188 por este concepto y en el cuarto trimestre de 2016 se registró un recupero de 1.245 generado, entre otros, por una reducción de los costos operativos estimados oportunamente y una leve mejora en la proyección de los precios internacionales, todo lo cual es parcialmente compensado con el efecto de la variación de reservas respecto al cierre del trimestre anterior.

El valor recuperable al 31 de diciembre de 2016 y 2015 de la UGE Petróleo – YPF, después de impuestos, asciende a 71.495 y 76.829, respectivamente.

Adicionalmente al 31 de diciembre 2015, el Grupo había registrado un cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo respecto de la UGE Petróleo – YPF Holdings que agrupaba los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos de 94, debido a la reducción en los precios internacionales del crudo. El valor razonable de la UGE Petróleo – YPF Holdings ascendía a 179. Asimismo, el Grupo había registrado un cargo por deterioro de activos intangibles de 80 relacionados con derechos sobre áreas exploratorias cuyo valor recuperable era cero. Durante el presente ejercicio, esta UGE fue desconsolidada.

Es difícil predecir con certeza razonable el valor esperado de cargos o recuperos en la provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo dados los numerosos factores que afectan a la base de activos y los flujos de efectivo utilizados en el análisis de recuperabilidad. Estos factores incluyen, pero no se limitan a, los precios futuros, los costos de operación y ahorros negociados, tipo de cambio, inversiones y ahorros negociados, la producción y su impacto en el agotamiento y costo base, revisiones o incorporaciones de reservas, y tributos fiscales. En consecuencia, el valor de uso de los activos, calculado en base a los flujos de fondos esperados futuros puede verse significativamente afectado por otros factores en la medida que los mismos cambien.

### 2.d) Información comparativa

Los saldos al 31 de diciembre de 2015 y 2014 que se exponen a efectos comparativos surgen de los estados financieros consolidados a dichas fechas.

## 3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES

### Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016

- En el marco de la adquisición por parte de Pampa Energía S.A. (“PEPASA”) del total del paquete accionario de Petrobras Participaciones S.L., que posee la titularidad del 67,2% del capital y votos de Petrobras Energía S.A. (“PESA”), YPF y PEPASA han celebrado un acuerdo sujeto a ciertas condiciones precedentes bajo el cual, una vez perfeccionada la adquisición por parte de PEPASA del control accionario de PESA, esta última cederá a YPF participaciones en las concesiones de explotación de dos áreas ubicadas en la cuenca neuquina con producción y alto potencial de desarrollo de gas (del tipo tight y shale), a ser operadas por YPF, en los porcentajes que se detallan a continuación: (i) 33,33% de participación en el área Río Neuquén, ubicada en la Provincia del Neuquén y en la Provincia de Río Negro; y (ii) 80% de participación en el área Aguada de la Arena, ubicada en la Provincia del Neuquén. A efectos de instrumentar este acuerdo, PEPASA e YPF han firmado el referido Acuerdo Marco de Financiamiento y Adquisición de Participaciones y un Contrato de Préstamo en virtud del cual YPF, con fecha 25 de julio de 2016, le otorgó a PEPASA un préstamo garantizado para la adquisición indirecta de las áreas antes mencionadas por un monto de US\$ 140 millones, equivalente al precio de adquisición de las participaciones antes referidas, el cuál no difiere del valor razonable de la participación en dichas áreas. Una vez aprobada la cesión de participaciones por parte del directorio de PESA, dicho préstamo podrá ser aplicado durante el año 2018 al pago de la adquisición de las participaciones de YPF en títulos de concesión y UT con: (i) PESA y una afiliada de Petróleo Brasileiro S.A. para el área Río Neuquén, y (ii) Petrouuguay S.A. para el área Aguada de la Arena.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES (Cont.)

Con fecha 14 de octubre de 2016 se concretó la cesión de las participaciones en las concesiones de explotación entre YPF y PEPASA, según lo que se detalla a continuación: (i) 33,33% de participación en el área Río Neuquén por un precio de US\$ 72 millones; y (ii) 80% de participación en el área Aguada de la Arena, por un precio de US\$ 68 millones.

Adicionalmente, ver Nota 34.

#### Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015

- Con fecha 7 de mayo de 2015, se hizo efectiva la transferencia por parte de Repsol Butano S.A. a YPF de las acciones representativas del 33,997% del capital social de YPF Gas y se hizo efectiva la transferencia por parte de Repsol Trading S.A. a YPF del 17,79% del capital social de OTC. La transacción se realizó por un monto de 161.

#### Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014

- Con fecha 12 de febrero de 2014, YPF y su subsidiaria YPF Europe B.V. (constituida en enero de 2014) aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International Finance II S.a.r.l. (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").

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 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:

	<b>Valor razonable a la fecha de adquisición</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo.....	95
Activos disponibles para la venta.....	1.538
Inventarios.....	55
Créditos por ventas.....	520
Otros créditos y otros activos.....	213
Intangibles – Derechos de concesión.....	1.246
Propiedades, planta y equipo.....	5.469
Provisiones.....	781
Pasivo por impuesto diferido.....	1.241
Préstamos.....	110
Cuentas por pagar.....	639
Cargas sociales y 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:

	<b>Desde la fecha de adquisición hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014</b>	<b>Desde el inicio del ejercicio hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014</b>
Ingresos.....	3.370	4.099
Costos.....	(2.960)	(3.601)
Resultado bruto.....	410	498
Otros costos operativos.....	(232)	(282)
Resultado operativo.....	178	216
Resultados financieros.....	(78)	(95)
Impuesto a las ganancias.....	560	681
Resultado neto.....	660	802

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES (Cont.)

A su vez, YPF y Apache Energía Argentina S.R.L han celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. 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 UT, como así también una participación correspondiente a YPF en un contrato de UT. 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.

Asimismo, las sociedades YSUR Argentina Holdings S.à r.l., YSUR Argentina Investment S.à r.l. e YSUR Argentina Corporation fueron domiciliadas en Argentina e inscriptas en la Inspección General de Justicia con fecha 26 de septiembre de 2016, bajo los nombres de YSUR Participaciones S.A.U., YSUR Inversora S.A.U. e YSUR Inversiones Petroleras S.A.U., respectivamente.

Finalmente, a la fecha de los presentes estados financieros consolidados, las sociedades del Grupo YSUR se encuentran en proceso de fusión con YPF. Ver Nota 32 a los estados financieros individuales.

- Con fecha 31 de enero de 2014, YPF ha adquirido de Petrobras Argentina S.A. su participación del 38,45% en el contrato de UT 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 UT que expiraba el 30 de junio de 2016 y que fue cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Puesto Hernández, convirtiéndose en su operador. Puesto Hernández producía a dicha fecha 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 propiedades, planta y equipo.
- Con fecha 7 de febrero de 2014, YPF ha adquirido de Potasio Río Colorado S.A. su participación del 50% en el contrato de UT 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 UT 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 fue 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 propiedades, planta y equipo.
- 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 pagó 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 resultados operativos, netos del estado de resultados integrales.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES (Cont.)

- El 5 de diciembre de 2014 se firmó un acuerdo entre la Provincia de Neuquén, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., YPF, e YSUR Energía Argentina S.R.L. en el que se acordó la reconversión de los contratos de UT 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 Energía Argentina S.R.L. tendrán las siguientes participaciones: (i) La Amarga Chica: YPF 100%; (ii) Bajada de Añelo: YPF 85% e YSUR Energía Argentina S.R.L. 15%. Como contraprestación de la reconversión de los citados contratos (a) YPF 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 Energía Argentina S.R.L. 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 Energía Argentina S.R.L. 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 entraron en vigencia el 1° de enero de 2015.

### 4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

Las actividades del Grupo están expuestas a diversos riesgos financieros: riesgos de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo crediticio y riesgo de liquidez. El Grupo 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.

#### Riesgo de mercado

El riesgo de mercado al cual el Grupo se encuentra expuesto consiste en la posibilidad de que la valuación de los 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 el Grupo se encuentra expuesto, 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 YPF, 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).

El Grupo no utiliza instrumentos financieros derivados a modo de cobertura contra las fluctuaciones de tipo de cambio. Si bien durante el ejercicio 2015 el Grupo comenzó a operar contratos de tipo de cambio futuro en dólares (hasta su total liquidación durante el ejercicio 2016), a efectos de la NIIF 7 "Instrumentos financieros: información a revelar", el riesgo de tipo de cambio no surge de instrumentos financieros denominados en la moneda funcional de la entidad.

Por otra parte, atento a la moneda funcional de YPF 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 los Otros resultados integrales dentro del patrimonio.

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 del Grupo, relacionado con la exposición de sus activos y pasivos financieros nominados en pesos al 31 de diciembre de 2016:

	Incremento (+) / disminución (-) del tipo de cambio del peso respecto del dólar	Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016
Efecto en el resultado antes de impuestos correspondiente a activos y pasivos financieros .....	+10%	3.021
	-10%	(3.021)

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

**4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)**Riesgo de tasa de interés

El Grupo se encuentra expuesto 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 2016 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 70% (107.976) de la totalidad de los préstamos financieros del Grupo se encuentran nominados en dólares estadounidenses, un 3% (4.718) se encuentran nominados en francos suizos y el resto principalmente en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2016. 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 del Grupo 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.

El Grupo no utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos asociados a las tasas de interés.

Las variaciones en las tasas de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a una tasa de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que devengan una tasa fija de interés.

A continuación se detallan los activos y pasivos financieros que devengan interés al 31 de diciembre de 2016, según el tipo de tasa aplicable:

	<b>Activos financieros<sup>(1)</sup></b>	<b>Pasivos financieros<sup>(2)</sup></b>
Tasa de interés fija .....	27	107.656
Tasa de interés variable.....	-	46.689
<b>Total .....</b>	<b>27</b>	<b>154.345</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 34.774 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread máximo de 6% y 9.711 una tasa de interés variable LIBOR más un spread entre 2,6% y 7,5%.

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

	<b>Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)</b>	<b>Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016</b>
Efecto en el resultado después de impuestos .....	+100	(245)
	-100	245

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



#### 4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)

##### Otros riesgos de precio

El Grupo no se encontraba significativamente expuesto al riesgo de precio de commodities, fundamentalmente en virtud, entre otras, de que las políticas regulatorias, económicas y gubernamentales vigentes determinaban que, los precios locales de nafta, gasoil y otros combustibles no se encontraban afectados por las oscilaciones de los precios de dichos productos en el corto plazo en el mercado internacional y regional. Adicionalmente, el Grupo se encontraba alcanzado por ciertas regulaciones que afectaban la determinación de los precios de exportación que recibe el Grupo, tales como se mencionan en la Nota 30, limitando en consecuencia en el corto plazo los efectos de la volatilidad de precios en el mercado internacional.

Sin embargo, durante el transcurso del ejercicio 2016 y en enero 2017, los Productores y Refinadores han arribado a un acuerdo en el cual se estableció un sendero de precios para la comercialización de petróleo en el mercado interno, con unos mínimos de referencia de US\$/Bbl 55 para el crudo Medanita y US\$/Bbl 47 para el crudo Escalante, con el objetivo de alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017, sujeto al cumplimiento de ciertas variables.

Dado este proceso de transición y a que en también en enero de 2017, no se han prorrogados los derechos de exportación que afectaban los precios externos, es posible que en el futuro la exposición al riesgo de precio varíe. En caso de que el cambio de condiciones de mercado empezara a tener relevancia, el grupo analizará cuál será su estrategia de gestión de manejo de este riesgo.

Asimismo, el Grupo está expuesto al riesgo de precio propio de las inversiones en instrumentos financieros (títulos públicos, fondos comunes de inversión y contratos de futuro de tipo de cambio utilizados durante el presente ejercicio), las cuales fueron clasificadas en el estado de situación financiera como "a valor razonable con cambios en resultados". El Grupo monitorea permanentemente la evolución de los precios de las mismas para detectar movimientos significativos.

Durante el tercer trimestre de 2016, el Grupo ha adquirido Bonos de la Nación Argentina en dólares estadounidenses sujetos a un interés del 6,875% anual con vencimiento en el año 2021 por un valor nominal de US\$ 195 millones.

Al 31 de diciembre de 2016, el valor total de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados del Grupo asciende a 18.093.

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 10% en los precios de las inversiones en instrumentos financieros en los resultados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016:

	<u>Incremento (+) / disminución (-) en los precios de las inversiones en instrumentos financieros</u>	<u>Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016</u>
Efecto en el resultado antes de impuestos .....	+10%	1.809
	-10%	(1.809)

##### **Riesgo de liquidez**

El riesgo de liquidez se encuentra asociado a la incapacidad de disponer de los fondos necesarios para hacer frente a las obligaciones tanto en el corto plazo como así también en el mediano y largo plazo.

Tal como se menciona en apartados precedentes, el Grupo 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 2016 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 18.557, considerando efectivo por 7.922, otros activos financieros líquidos por 2.835 y líneas de crédito disponibles con instituciones bancarias por 7.800. 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, en febrero de 2015 y en abril de 2016 (ver Nota 16).

Luego del proceso que derivara en el cambio de Accionistas según se menciona en la Nota 25, el Grupo continúa focalizado en hacer más eficiente la estructura de vencimiento de su deuda financiera, con el objetivo de facilitar la gestión diaria y permitir afrontar las inversiones proyectadas de acuerdo al plan estratégico.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



#### 4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)

En este sentido, el Grupo utilizó instrumentos financieros derivados (contratos de tipo de cambio futuro en dólares) como una herramienta para administrar la exposición al riesgo de liquidez, los cuales al 31 de diciembre de 2016 se encontraban íntegramente liquidados.

En los cuadros adjuntos se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2016:

	31 de diciembre de 2016						Total
	Vencimiento						
	De 0 a 1 año	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años	
<b>Pasivos financieros</b>							
Préstamos .....	26.777	28.103	10.919	19.481	18.470	50.595	154.345
Otros pasivos .....	4.390	336	-	-	-	-	4.726
Cuentas por pagar <sup>(1)</sup> .....	41.113	1.989	-	-	-	185	43.287
	<u>72.280</u>	<u>30.428</u>	<u>10.919</u>	<u>19.481</u>	<u>18.470</u>	<u>50.780</u>	<u>202.358</u>

(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.

Mayoritariamente, los préstamos del Grupo contienen cláusulas habituales de compromisos (Covenants). Aproximadamente el 63% de los préstamos vigentes al 31 de diciembre de 2016 están sujetos a compromisos financieros asociados al ratio de apalancamiento y al ratio de deuda de cobertura de servicio de deuda.

Una parte de los préstamos establece que ciertos cambios en el control respecto a la Sociedad pueden constituir un evento de incumplimiento. Adicionalmente, una parte de los préstamos 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 entra en incumplimiento (default).

#### 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 el Grupo.

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individualmente. El Grupo 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 del Grupo 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. El Grupo 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, el Grupo 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.

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 y la existencia de garantías, entre otros.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



#### 4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo al 31 de diciembre de 2016, 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 2016</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo.....	10.757
Otros activos financieros.....	58.378

Considerando la exposición máxima al riesgo de los Otros activos financieros en función de la concentración de contrapartes, los créditos con el Estado Nacional y sus dependencias directas representan aproximadamente un 32% (13.601), mientras que los restantes deudores del Grupo se encuentran diversificados.

A continuación se incluye una apertura de los activos financieros vencidos al 31 de diciembre de 2016:

	<b>Créditos por ventas corrientes</b>	<b>Otros créditos corrientes</b>
Vencidos con menos de tres meses.....	28	907
Vencidos entre 3 y 6 meses.....	444	697
Vencidos con más de 6 meses.....	3.129	262
	<u>3.601</u>	<u>1.866</u>

A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 1.084 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 35. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo 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, el Grupo 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, el Grupo también cuenta con otro tipo de garantías obtenidas como seguros de crédito, seguros de caución, garantías cliente – proveedor y prendas de automotores, entre otras.

El Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 9.300, 6.277 y 3.676 al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, respectivamente.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 1. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, esta cifra ascendía a 2 y 1, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

Los distintos segmentos en los que se estructura la organización del Grupo tienen en consideración las diferentes actividades de las que puede obtener ingresos e incurrir en gastos. La citada estructura organizativa se fundamenta en la forma en la que la máxima autoridad en la toma de decisiones 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 del Grupo.

### Upstream

El segmento de Upstream desarrolla todas las actividades relativas a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural.

Obtiene sus ingresos por (i) la venta del petróleo producido al segmento de Downstream y, marginalmente, por su venta a terceros; (ii) la venta del gas producido al segmento de Gas y Energía; y (iii) la percepción del Plan de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural.

### Gas y Energía

Con fecha 15 de marzo de 2016, se creó la Vicepresidencia Ejecutiva de Gas y Energía, y durante el presente ejercicio se fue determinando el ámbito completo de gestión de esta nueva unidad de negocio.

El segmento de Gas y Energía obtiene sus ingresos mediante el desarrollo de las actividades relativas a: (i) la comercialización de gas natural a terceros y al segmento de Downstream, (ii) la operación comercial y técnica de las terminales de regasificación de GNL en Bahía Blanca y Escobar, a través de la contratación de sendos buques regasificadores, (iii) la distribución de gas natural y (iv) la generación de electricidad tanto convencional como aquella proveniente de energías renovables.

Además del producido por la venta de gas natural a terceros e intersegmento, el que luego es reconocido como "compra" al segmento Upstream, Gas y Energía devenga un fee a su favor con el segmento Upstream por realizar dicha comercialización.

### Downstream

El segmento de Downstream desarrolla las actividades relativas a: (i) la refinación de petróleo y producción de petroquímicos, (ii) la comercialización de productos refinados y petroquímicos obtenidos de estos procesos, (iii) la logística relativa al transporte de petróleo y gas hacia las refinerías y al transporte y distribución de los productos refinados y petroquímicos para ser comercializados en los diferentes canales de ventas.

Obtiene sus ingresos por la comercialización mencionada en el punto (ii) anterior, la cual se desarrolla a través de los negocios de Retail, Industria, Agro, GLP, Química y Lubricantes y Especialidades.

Incurrir en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas, incluyendo la compra de petróleo al segmento de Upstream y a terceros y del gas natural a ser consumido en los complejos industriales de refinerías y petroquímica al segmento de Gas y Energía.

### Administración central y otros

Abarca las restantes actividades realizadas por el Grupo, que no se encuadran en las categorías antes mencionadas, comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central y las actividades de construcción.

Las ventas entre segmentos de negocio se realizaron a precios internos de transferencia establecidos por el Grupo, 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.

Tal como lo requiere la NIIF 8, se ha dado efecto retroactivo a la información comparativa por la creación del nuevo segmento.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**  
**POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**



**5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)**

	<u>Upstream</u>	<u>Gas y Energía</u>	<u>Downstream</u>	<u>Administración central y otros</u>	<u>Ajustes de consolidación<sup>(1)</sup></u>	<u>Total</u>
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016</b>						
Ingresos por ventas .....	18.745	26.514	162.538	2.303	-	210.100
Ingresos intersegmentos .....	95.398	3.212	925	7.447	(106.982)	-
Ingresos .....	114.143	29.726	163.463	9.750	(106.982)	210.100
Resultado operativo .....	(26.845)	2.008	3.093	(1.615)	(887)	(24.246)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos.....	(1)	302	287	-	-	588
Depreciación de propiedades, planta y equipo .....	38.125	290	5.507	830	-	44.752
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles <sup>(3)</sup> .....	34.943	-	-	-	-	34.943
Inversión en propiedades, planta y equipo.....	51.396	2.134	9.839	1.679	-	65.048
Activos.....	236.173	25.866	125.536	34.739	(1.175)	421.139
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015</b>						
Ingresos por ventas .....	16.044	14.003	124.959	1.130	-	156.136
Ingresos intersegmentos .....	64.243	2.184	807	6.182	(73.416)	-
Ingresos .....	80.287	16.187	125.766	7.312	(73.416)	156.136
Resultado operativo .....	7.535	1.498	6.948	(2.331)	2.938	16.588
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos.....	-	267	51	-	-	318
Depreciación de propiedades, planta y equipo .....	23.075	255	2.913	442	-	26.685
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles <sup>(3)</sup> .....	2.535	-	-	-	-	2.535
Inversión en propiedades, planta y equipo.....	48.598	469	8.874	1.939	-	59.880
Activos.....	223.035	13.659	100.146	26.708	(95)	363.453
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014</b>						
Ingresos por ventas .....	8.853	12.810	119.444	835	-	141.942
Ingresos intersegmentos .....	61.844	1.859	817	5.212	(69.732)	-
Ingresos .....	70.697	14.669	120.261	6.047	(69.732)	141.942
Resultado operativo .....	12.353	310	10.668	(3.343)	(246)	19.742
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos.....	(10)	387	181	-	-	558
Depreciación de propiedades, planta y equipo .....	17.180	243	2.202	311	-	19.936
Inversión en propiedades, planta y equipo <sup>(2)</sup> .....	41.371	308	8.084	1.408	-	51.171
Activos.....	126.228	9.610	58.899	16.356	(2.539)	208.554

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

(2) Inversiones de propiedades, planta y equipo netas de las altas correspondientes al Grupo YSUR a la fecha de toma de control, UT Puesto Hernández, Las Lajas y Bajada Añelo – Amarga Chica, y el Consorcio La Ventana a la fecha de adquisición de la participación adicional. Ver Nota 3.

(3) Ver Notas 2.c) y 8.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
 DELOITTE & Co. S.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
 Por Comisión Fiscalizadora  
 Contador Público U.B.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
 Socio  
 Contador Público U.B.A.  
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

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 2016, 2015 y 2014, como así también las propiedades, planta y equipo por áreas geográficas al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014:

	Ingresos			Propiedades, planta y equipo		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Argentina .....	193.707	143.851	126.539	307.350	269.914	156.415
Países del Mercosur y asociados .....	7.964	6.302	8.298	664	553	38
Resto del mundo .....	6.142	4.175	4.753	-	438	477
Europa .....	2.287	1.808	2.352	-	-	-
	<u>210.100</u>	<u>156.136</u>	<u>141.942</u>	<u>308.014</u>	<u>270.905</u>	<u>156.930</u>

Los activos intangibles se encuentran localizados geográficamente en Argentina principalmente.

Al 31 de diciembre de 2016, ningún cliente externo representa ni supera el 10% de los ingresos por las actividades ordinarias del Grupo.

## 6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

Los siguientes cuadros muestran los activos y pasivos financieros por categoría de instrumento financiero y una conciliación con la línea expuesta en el estado de situación financiera, según corresponda. Debido a que los rubros "Créditos por ventas", "Otros créditos", "Cuentas por pagar" y "Otros pasivos" contienen tanto instrumentos financieros como activos o pasivos no financieros (tales como créditos impositivos y créditos y pasivos en especie, entre otros), la conciliación se muestra en las columnas "Activos no financieros" y "Pasivos no financieros".

2016					
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos <sup>(1)</sup> .....	8.277	-	8.277	9.145	17.422
Créditos por ventas <sup>(2)</sup> .....	34.816	-	34.816	-	34.816
Inversiones en activos financieros .....	-	15.285	15.285	-	15.285
Efectivo y equivalentes de efectivo .....	7.949	2.808	10.757	-	10.757
	<u>51.042</u>	<u>18.093</u>	<u>69.135</u>	<u>9.145</u>	<u>78.280</u>
2015					
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos <sup>(1)</sup> .....	6.392	-	6.392	15.574	21.966
Créditos por ventas <sup>(2)</sup> .....	23.428	-	23.428	-	23.428
Inversiones en activos financieros .....	-	804	804	-	804
Efectivo y equivalentes de efectivo .....	14.613	774	15.387	-	15.387
	<u>44.433</u>	<u>1.578</u>	<u>46.011</u>	<u>15.574</u>	<u>61.585</u>
2014					
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos <sup>(1)</sup> .....	3.096	-	3.096	5.875	8.971
Créditos por ventas <sup>(2)</sup> .....	13.063	-	13.063	-	13.063
Efectivo y equivalentes de efectivo .....	8.223	1.535	9.758	-	9.758
	<u>24.382</u>	<u>1.535</u>	<u>25.917</u>	<u>5.875</u>	<u>31.792</u>

(1) No incluye la provisión para otros créditos de cobro dudoso.

(2) No incluye la provisión para créditos por ventas de cobro dudoso.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)

2016					
Pasivos financieros	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Préstamos .....	154.345	-	154.345	-	154.345
Otros pasivos .....	4.726	-	4.726	-	4.726
Cuentas por pagar .....	43.287	-	43.287	495	43.782
	<u>202.358</u>	<u>-</u>	<u>202.358</u>	<u>495</u>	<u>202.853</u>
2015					
Pasivos financieros	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Préstamos .....	105.751	-	105.751	-	105.751
Otros pasivos .....	752	-	752	1	753
Cuentas por pagar .....	39.376	-	39.376	475	39.851
	<u>145.879</u>	<u>-</u>	<u>145.879</u>	<u>476</u>	<u>146.355</u>
2014					
Pasivos financieros	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Provisiones .....	718	-	718	28.245	28.963
Préstamos .....	49.305	-	49.305	-	49.305
Otros pasivos .....	1.216	-	1.216	2	1.218
Cuentas por pagar .....	29.336	-	29.336	418	29.754
	<u>80.575</u>	<u>-</u>	<u>80.575</u>	<u>28.665</u>	<u>109.240</u>

Las ganancias y pérdidas de los instrumentos financieros son imputadas a las siguientes categorías:

2016			
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados.....	1.472	-	1.472
Intereses perdidos.....	(18.109)	-	(18.109)
Actualizaciones financieras.....	(3.159)	-	(3.159)
Diferencias de cambio, netas.....	11.611	-	11.611
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados.....	-	1.826	1.826
Resultados por instrumentos financieros derivados.....	-	213	213
	<u>(8.185)</u>	<u>2.039</u>	<u>(6.146)</u>
2015			
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados.....	1.638	-	1.638
Intereses perdidos.....	(8.618)	-	(8.618)
Actualizaciones financieras.....	(1.987)	-	(1.987)
Diferencias de cambio, netas.....	20.214	-	20.214
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados.....	-	446	446
Resultados por instrumentos financieros derivados.....	-	464	464
	<u>11.247</u>	<u>910</u>	<u>12.157</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)

	2014		Total
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	
Intereses ganados.....	1.029	-	1.029
Intereses perdidos.....	(5.456)	-	(5.456)
Actualizaciones financieras.....	(1.880)	-	(1.880)
Diferencias de cambio, netas.....	7.782	-	7.782
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados.....	-	297	297
	<u>1.475</u>	<u>297</u>	<u>1.772</u>

Determinación del valor razonable

La NIIF 9 define el valor razonable de los instrumentos financieros como el monto por el cual un activo puede ser intercambiado o un pasivo financiero puede ser cancelado, entre partes independientes, debidamente informadas y con intención de realizar la transacción. Todos los instrumentos financieros reconocidos al valor razonable son asignados a uno de los niveles de jerarquía de valuación de la NIIF 7. Esta jerarquía de valuación comprende tres niveles.

En el caso del nivel 1, la valuación se basa en precios de cotización sin ajustar en mercados activos para idénticos activos o pasivos que el Grupo pueda tomar como referencia a la fecha de cierre del ejercicio. Un mercado se considera activo si las transacciones se llevan a cabo con cierta frecuencia y se dispone de suficiente información de precios en forma permanente. Debido a que un precio con cotización en un mercado activo es el indicador más confiable del valor razonable, este debe ser utilizado siempre, si estuviere disponible. Los instrumentos financieros que el Grupo tiene asignados a este nivel comprenden inversiones en fondos comunes de inversión con cotización y títulos públicos.

En el caso del nivel 2, el valor razonable se determina utilizando métodos de valuación basados en información observable en el mercado de forma directa e indirecta. Si el instrumento financiero posee un plazo determinado los datos para la valuación deben ser observables durante la totalidad de ese período. El Grupo no ha valuado instrumentos financieros de acuerdo a esta categoría.

En el caso del nivel 3, el Grupo utiliza técnicas de valuación que no están basadas en información observable en el mercado. Esto sólo es permitido en la medida que dicha información no se encuentra disponible. Los datos incorporados reflejan las estimaciones que tendría en cuenta cualquier participante del mercado para fijar los precios. El Grupo utiliza la mejor información disponible, inclusive datos internos. El Grupo no ha valuado instrumentos financieros de acuerdo a esta categoría.

El Área de Finanzas de YPF cuenta con un equipo que realiza las valuaciones de los instrumentos financieros que se requieren reportar en los estados financieros, incluyendo los valores razonables de los instrumentos de nivel 3. Este equipo depende directamente del Vicepresidente de Finanzas ("CFO"). Las discusiones sobre los métodos de valuación y los resultados se llevan a cabo entre el CFO y el equipo de evaluación al momento de la adquisición del instrumento, y de ser necesario, trimestralmente, en línea con los estados financieros consolidados del Grupo.

Los siguientes cuadros presentan los activos financieros del Grupo que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 y su asignación a la jerarquía de valor razonable:

Activos financieros	2016			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros:				
- Fondos comunes de inversión.....	53	-	-	53
- Títulos Públicos.....	15.232 <sup>(1)</sup>	-	-	15.232
	<u>15.285</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>15.285</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión.....	2.808	-	-	2.808
	<u>2.808</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.808</u>
	<u>18.093</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>18.093</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2016, 7.737 se han clasificado como No corrientes y 7.495 se han clasificado como Corrientes.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)

Activos financieros	2015			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros:				
- Fondos comunes de inversión.....	340	-	-	340
- Otros activos financieros.....	464	-	-	464
	804	-	-	804
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión.....	774	-	-	774
	774	-	-	774
	1.578	-	-	1.578

Activos financieros	2014			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión.....	1.535	-	-	1.535
	1.535	-	-	1.535

El Grupo no posee pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

La política del Grupo es reconocer las transferencias entre las distintas categorías de la jerarquía de valuación al momento en el que ocurren o cuando hay cambios en las circunstancias que causan la transferencia. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, no se han producido transferencias entre las diferentes jerarquías utilizadas para determinar el valor razonable de los instrumentos financieros del Grupo.

Valor razonable de activos financieros y pasivos financieros medidos a costo amortizado

El valor razonable estimado de los préstamos, considerando precios de cotización sin ajustar (Nivel 1) para obligaciones negociables y tasas de interés ofrecidas al Grupo (Nivel 3) para el remanente de los préstamos financieros, ascendió a 157.133, 106.336 y 53.108 al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, respectivamente.

El valor razonable de los siguientes activos financieros y pasivos financieros no difieren significativamente de su valor contable:

- Otros créditos
- Créditos por ventas
- Efectivo y equivalentes de efectivo
- Cuentas por pagar
- Otros pasivos

## 7. ACTIVOS INTANGIBLES

	2016	2015	2014
Valor residual de activos intangibles.....	8.114	7.359	4.393
Provisión por deterioro de activos intangibles.....	-	(80)	-
	8.114	7.279	4.393

La evolución de los activos intangibles del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 es la siguiente:

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**  
**POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**



**7. ACTIVOS INTANGIBLES (Cont.)**

	Concesiones de servicios	Derechos de exploración	Otros intangibles	Total
Valor de origen.....	3.917	801	1.879	6.597
Amortización acumulada .....	2.551	8	1.592	4.151
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2013.....</b>	<b>1.366</b>	<b>793</b>	<b>287</b>	<b>2.446</b>
<u>Costos</u>				
Aumentos .....	572	3.033	129	3.734 <sup>(1)</sup>
Efectos de conversión .....	1.212	399	594	2.205
Disminuciones y reclasificaciones .....	6	(2.258)	5	(2.247) <sup>(1)(2)</sup>
<u>Depreciación acumulada</u>				
Aumentos .....	135	179	155	469
Efectos de conversión .....	789	2	523	1.314
Disminuciones y reclasificaciones .....	-	(39)	1	(38)
Valor de origen.....	5.707	1.975	2.607	10.289
Amortización acumulada .....	3.475	150	2.271	5.896
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2014.....</b>	<b>2.232</b>	<b>1.825</b>	<b>336</b>	<b>4.393</b>
<u>Costos</u>				
Aumentos .....	653	270	190	1.113
Efectos de conversión .....	3.218	928	1.443	5.589
Disminuciones y reclasificaciones .....	(51)	(183)	20	(214)
<u>Depreciación acumulada</u>				
Aumentos .....	180	-	143	323
Efectos de conversión .....	1.904	5	1.296	3.205
Disminuciones y reclasificaciones .....	(6)	-	-	(6)
Valor de origen.....	9.527	2.990	4.260	16.777
Amortización acumulada .....	5.553	155	3.710	9.418
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2015.....</b>	<b>3.974</b>	<b>2.835</b>	<b>550</b>	<b>7.359</b>
<u>Costos</u>				
Aumentos .....	642	75	171	888
Efectos de conversión .....	2.127	612	936	3.675
Disminuciones y reclasificaciones .....	(547)	(584)	127	(1.004)
<u>Depreciación acumulada</u>				
Aumentos .....	437	-	280	717
Efectos de conversión .....	1.245	-	848	2.093
Disminuciones y reclasificaciones .....	-	(6)	-	(6)
Valor de origen.....	11.749	3.093	5.494	20.336
Amortización acumulada .....	7.235	149	4.838	12.222
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2016.....</b>	<b>4.514</b>	<b>2.944</b>	<b>656</b>	<b>8.114</b>

(1) Incluye 2.784 de altas correspondientes al Grupo YSUR a la fecha de toma de control y 1.538 de baja de activos por la cesión de áreas a Pluspetrol S.A., respectivamente. Ver Nota 3.

(2) Incluye 682 reclasificados a la línea Propiedad minera, pozos y equipos de explotación del rubro Propiedades, planta y equipo.

**8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO**

	2016	2015	2014
Valor residual de propiedades, planta y equipo.....	345.679	274.122	157.243
Provisión para materiales y equipos obsoletos .....	(1.380)	(762)	(313)
Provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo .....	(36.285)	(2.455)	-
	<b>308.014</b>	<b>270.905</b>	<b>156.930</b>

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (Cont.)

La evolución de las propiedades, planta y equipo del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 es la siguiente:

	Terrenos y edificios	Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	Equipos de transporte	Materiales y equipos en depósito	Perforaciones y obras en curso	Perforaciones exploratorias en curso	Muebles y útiles e instalaciones	Equipos de comercialización	Infraestructura de distribución de gas natural	Instalaciones de generación de energía eléctrica	Otros bienes	Total
Valor de origen.....	6.965	179.877	29.267	1.466	5.576	19.840	927	2.267	4.084	2.618	1.542	4.174	258.603
Amortización acumulada.....	2.804	133.672	17.611	1.022	-	-	-	1.990	3.034	1.055	1.060	2.693	164.941
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2013...</b>	<b>4.161</b>	<b>46.205</b>	<b>11.656</b>	<b>444</b>	<b>5.576</b>	<b>19.840</b>	<b>927</b>	<b>277</b>	<b>1.050</b>	<b>1.563</b>	<b>482</b>	<b>1.481</b>	<b>93.662</b>
<b>Costos</b>													
Aumentos.....	13	9.248	13	119	8.013	38.531	2.264	82	-	-	20	310	58.613 (3)(5)(6)
Efectos de conversión.....	1.996	56.540	9.171	431	1.571	6.275	231	690	1.284	-	-	1.113	79.302 (4)(7)
Disminuciones y reclasificaciones.....	110	19.711	3.630	144	(6.919)	(19.595)	(1.641)	275	152	104	5	(95)	(4.119)
<b>Depreciación acumulada</b>													
Aumentos.....	161	17.057	1.751	152	-	-	-	235	239	67	110	164	19.936
Efectos de conversión.....	814	41.789	5.487	302	-	-	-	596	942	-	1	740	50.671 (7)
Disminuciones y reclasificaciones.....	-	(348)	(7)	(21)	-	-	-	(4)	-	(6)	-	(6)	(392)
Valor de origen.....	9.084	265.376	42.081	2.160	8.241	45.051	1.781	3.314	5.520	2.722	1.567	5.502	392.399
Amortización acumulada.....	3.779	192.170	24.842	1.455	-	-	-	2.817	4.215	1.116	1.171	3.591	235.156
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2014...</b>	<b>5.305</b>	<b>73.206</b> (1)	<b>17.239</b>	<b>705</b>	<b>8.241</b>	<b>45.051</b>	<b>1.781</b>	<b>497</b>	<b>1.305</b>	<b>1.606</b>	<b>396</b>	<b>1.911</b>	<b>157.243</b>
<b>Costos</b>													
Aumentos.....	23	(1.140)	7	5	7.823	50.139	2.767	36	1	-	-	219	59.880 (6)
Efectos de conversión.....	4.630	155.844	23.707	1.155	4.432	24.005	992	1.865	3.640	-	-	2.633	222.903 (4)
Disminuciones y reclasificaciones.....	212	37.986 (8)	3.634	330	(7.018)	(42.392)	(1.893)	388	1.617	209	6	(63)	(6.984)
<b>Depreciación acumulada</b>													
Aumentos.....	211	22.884	2.289	218	-	-	-	323	345	68	112	235	26.685
Efectos de conversión.....	1.934	110.301	14.019	773	-	-	-	1.559	2.361	-	-	1.796	132.743 (508)
Disminuciones y reclasificaciones.....	(4)	(433) (6)	(12)	(54)	-	-	-	-	-	(3)	-	(2)	(508)
Valor de origen.....	13.949	458.066	69.429	3.650	13.478	76.803	3.647	5.603	10.778	2.931	1.573	8.291	668.198
Amortización acumulada.....	5.920	324.922	41.138	2.392	-	-	-	4.699	6.921	1.181	1.283	5.620	394.076
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2015...</b>	<b>8.029</b>	<b>133.144</b> (1)	<b>28.291</b>	<b>1.258</b>	<b>13.478</b>	<b>76.803</b>	<b>3.647</b>	<b>904</b>	<b>3.857</b>	<b>1.750</b>	<b>290</b>	<b>2.671</b>	<b>274.122</b>
<b>Costos</b>													
Aumentos.....	140	3.831	1	3	6.968	52.610	1.392	25	-	-	2	76	65.048 (6)
Efectos de conversión.....	2.975	104.086	16.601	802	2.494	14.602	626	1.260	2.430	-	-	1.658	147.534 (9)
Disminuciones y reclasificaciones.....	1.365	59.645 (8)	26.529	1.096	(8.701)	(91.342)	(3.687)	1.201	1.138	260	187	(60)	(12.369)
<b>Depreciación acumulada</b>													
Aumentos.....	360	40.729	4.312	414	-	-	-	668	642	75	111	318	47.629
Efectos de conversión.....	1.257	73.288	9.288	516	-	-	-	1.052	1.558	-	-	1.142	88.101 (9)
Disminuciones y reclasificaciones.....	(40)	(6.937)	(3)	(37)	-	-	-	(18)	(2)	45	-	(82)	(7.074)
Valor de origen.....	18.429	625.628	112.560	5.551	14.239	52.673	1.978	8.089	14.346	3.191	1.762	9.965	868.411
Amortización acumulada.....	7.497	432.002	54.735	3.285	-	-	-	6.401	9.119	1.301	1.394	6.998	522.732
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2016...</b>	<b>10.932</b>	<b>193.626</b> (1)	<b>57.825</b>	<b>2.266</b>	<b>14.239</b>	<b>52.673</b>	<b>1.978</b> (2)	<b>1.688</b>	<b>5.227</b>	<b>1.890</b>	<b>368</b>	<b>2.967</b>	<b>345.679</b>

(1) Incluye 9.147, 8.435 y 6.343 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, respectivamente.

(2) Existen 37 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2016. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha, se han iniciado, 29 pozos, 36 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 14 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta Propiedad minera, pozos y equipos de explotación.

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

(4) Incluye 6 y 32 de valor residual imputado contra provisiones de propiedades, planta y equipo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente.

(5) Incluye 5.469 de altas correspondientes al Grupo YSUR a la fecha de toma de control. Ver Nota 3.

(6) Incluye 2.243, (1.281) y (268) de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014.

(7) Incluye (325) correspondientes a bajas las de áreas entregadas por YPF e YSUR mencionadas en la Nota 3.

(8) Incluye (2.671) de valor residual por el área El Orejano; (226) correspondiente a la baja por cambio de participación en el área Magallanes; y (8) correspondientes a la baja del área Puesto Cortadera.

(9) Incluye disminuciones por desconsolidación de subsidiarias por 500, netos.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

**8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (Cont.)**

El Grupo capitaliza los costos financieros como parte del costo de los activos. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 la tasa de capitalización ha sido 13,03%, 12,01% y 12,29%, respectivamente, y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 1.234, 1.003 y 574 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 2016, 2015 y 2014:

	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b> .....	762	313	166
Aumento con cargo a resultado .....	428	243	133
Aplicaciones con cargo a resultado .....	-	-	(4)
Cancelaciones por utilización .....	(2)	(6)	(32)
Diferencia de conversión .....	192	212	50
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b> .....	<b>1.380</b>	<b>762</b>	<b>313</b>

A continuación se describe la evolución de la provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014:

	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b> .....	2.455	-	-
Aumento con cargo a resultado .....	36.188	2.455	-
Disminución con cargo a resultado .....	(1.245)	-	-
Depreciaciones .....	(2.877)	-	-
Diferencia de conversión .....	1.869	-	-
Desconsolidación de subsidiarias .....	(105)	-	-
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b> .....	<b>36.285</b>	<b>2.455</b>	<b>-</b>

(1) Ver Nota 2.c).

(2) Se incluye en la línea "Depreciación de propiedades, planta y equipo" en la Nota 21.

A continuación se expone la evolución que han tenido los costos de los pozos exploratorios que al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 se encuentran en estado de evaluación:

	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b> .....	1.777	993	710
Incrementos pendientes de determinación de reservas .....	1.112	1.219	921
Disminuciones imputadas contra Gastos de exploración .....	(700)	(479)	(336)
Disminución por cesión de activos .....	(15)	(89)	(336)
Reclasificaciones hacia Propiedad minera, pozos y equipos de perforación con reservas probadas .....	(1.004)	(466)	(188)
Diferencia de conversión .....	305	599	222
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b> .....	<b>1.475</b>	<b>1.777</b>	<b>993</b>

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 2016.

	<b>Monto</b>	<b>Cantidad de Proyectos</b>	<b>Cantidad de Pozos</b>
Entre 1 y 5 años .....	551	4	4

**9. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS**

El Grupo no posee inversiones en subsidiarias con interés no controlante significativo. Asimismo, el Grupo no posee inversiones en asociadas o negocios conjuntos que sean significativos.

El siguiente cuadro muestra en forma agrupada, atento a no ser ninguna de las sociedades individualmente material, el valor de las inversiones en asociadas y en negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014:

	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Valor de las inversiones en asociadas .....	1.478	1.248	757
Valor de las inversiones en negocios conjuntos .....	4.022	3.135	2.430
Provisión para desvalorización de participaciones en asociadas y negocios conjuntos .....	(12)	(12)	(12)
	<b>5.488</b>	<b>4.371</b>	<b>3.175</b>
Expuestas en Inversiones en asociadas y negocios conjuntos .....	5.488	4.372	3.177
Expuestas en Otros pasivos .....	-	1	2

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

**9. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (Cont.)**

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b> .....	4.371	3.175	1.998
Adquisiciones y aportes.....	448	163	448
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos.....	588	318	558
Diferencias de conversión.....	601	999	470
Dividendos distribuidos.....	(520)	(280)	(299)
Otros movimientos.....	-	(4)	-
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b> .....	<u>5.488</u>	<u>4.371</u>	<u>3.175</u>

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de resultados de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos del Grupo, calculadas de acuerdo al valor patrimonial proporcional en las mismas, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014. El Grupo ha ajustado, de corresponder, los valores informados por dichas sociedades para adaptarlos a los criterios contables utilizados por el Grupo para el cálculo del valor patrimonial proporcional en las fechas antes mencionadas:

	<u>Asociadas</u>			<u>Negocios conjuntos</u>		
	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Resultado neto.....	225	321	234	363	(3)	324
Otros resultados integrales.....	35	50	18	566	949	452
<b>Resultado integral del ejercicio</b> .....	<u>260</u>	<u>371</u>	<u>252</u>	<u>929</u>	<u>946</u>	<u>776</u>

- Con fecha 13 de mayo 2016, se constituyeron las sociedades Y-GEN I e Y-GEN II, con el objetivo de presentar oferta en la licitación N° 21/2016 convocada por el MINEM, la cual convocaba a realizar ofertas de nueva generación de energía y potencia térmica, las que, de resultar adjudicadas, celebrarían con Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. ("CAMMESA") un contrato de venta de la energía ofrecida por un plazo de entre 5 y 10 años, según lo ofertado, y con un precio denominado en dólares. Las sociedades creadas presentaron ofertas de proyectos de construcción de nuevas centrales de generación térmica en Loma Campana (Añelo, Provincia de Neuquén) y en Central El Bracho (Provincia de Tucumán), los que resultaron finalmente adjudicados.

En ambas sociedades, el 66,67% del paquete accionario corresponde a la subsidiaria YPF EE ("Managing Shareholder") y el restante 33,33% corresponde a Guayama PR Holdings ("Non-Managing Shareholder") del Grupo General Electric. En función del acuerdo firmado, los accionistas deberán proveer durante el presente ejercicio y los próximos dos años, los fondos necesarios como aportes de capital (al 31 de diciembre de 2016, los socios han realizado aportes por 448). Asimismo, existe entre ambas sociedades e YPF EE un acuerdo de servicios en virtud del cual, y en su carácter de Managing Shareholder, le corresponde a YPF EE la responsabilidad, entre otras, de ejercer ciertas tareas de administración de las sociedades.

El Grupo ha seguido los lineamientos de la NIIF 10 "Estados financieros consolidados" y ha concluido que ejerce control conjunto sobre Y-GEN I e Y-GEN II. En consecuencia, ha aplicado la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" definiendo a dichas sociedades como negocios conjuntos, y las ha medido de acuerdo con el método de la participación en función a la NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos".

Algunos de los principales supuestos evaluados se describen a continuación: (i) Contractualmente ambos accionistas ejercen control conjunto sobre cada una de las sociedades, por lo que las decisiones sobre las actividades relevantes de las mismas son tomadas de manera conjunta, necesiéndose unanimidad para ello y no existiendo poder de una parte (accionista) por sobre la otra con relación a la inversión, independientemente de los diferentes porcentajes de tenencia de los mismos; (ii) No existe poder según es definido en la NIIF 10 de una parte en detrimento de otra, ya sea con relación a los derechos a voto en la nominación de Directores o incluso personal (clave o no), en la dirección de la entidad para beneficiarse a sí misma o para modificar de manera unilateral los rendimientos variables de la inversión, o en definitiva direccionar de manera unilateral cualquiera de las decisiones asociadas a las actividades relevantes.

Finalmente y a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, las mencionadas sociedades no habían realizado operaciones relevantes, fuera de la firma de los contratos objeto de su constitución.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 9. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (Cont.)

A continuación se detalla la información de subsidiarias:

Denominación y Emisor	Características de los valores			Información sobre el ente emisor							
	Clase	Valor nominal	Cantidad	Actividad principal	Domicilio legal	Fecha	Últimos estados financieros disponibles	Capital social	Resultado	Patrimonio	Participación sobre capital social
<b>Subsidiarias:<sup>(9)</sup></b>											
YPF Internacional S.A. <sup>(7)</sup>	Ordinarias	Bs.	100	66.897	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, República de Bolivia	31-12-16	15	-	25	100,00%
YPF Holdings Inc. <sup>(7)</sup>	Ordinarias	US\$	0,01	810.614	Inversión y financiera	10333 Richmond Avenue I, Suite 1050, TX, U.S.A.	31-12-16	10.529	658	(2.404)	100,00%
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	Ordinarias	\$	1	163.701.747	Gestión comercial de estaciones de servicios de propiedad de YPF	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	164	420	617	99,99%
A-Evangelista S.A.	Ordinarias	\$	1	307.095.088	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	307	335	1.124	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	31-12-16	- <sup>(9)</sup>	(96)	(19)	100,00%
Metrogas S.A.	Ordinarias	\$	1	398.419.700	Prestación del servicio público de distribución de gas natural.	Gregorio Aráoz de Lamadrid 1360, Buenos Aires, Argentina.	31-12-16	569	(600)	(1.375)	70,00%
YPF Energía Eléctrica S.A.	Ordinarias	\$	1	30.006.540	Exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos y generación, transporte y comercialización de energía eléctrica	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	30	580	1.736	100,00%
YPF Chile S.A. <sup>(7)</sup>	Ordinarias	-	-	50.968.649	Compraventa de lubricantes y combustibles de aviación y estudio y exploración de hidrocarburos	Villarica 322; Módulo B1, Qilicura, Santiago	31-12-16	723	10	1.281	100,00%
YPF Tecnología S.A.	Ordinarias	\$	1	234.291.000	Investigación, desarrollo, producción y comercialización de tecnologías, conocimientos, bienes y servicios	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	459	49	653	51,00%
YPF Europe B.V. <sup>(7)</sup>	Ordinarias	US\$	0,01	15.660.437.309	Inversión y financiera	Prins Bernardplein 200, 1097 JB, Amsterdam, Holanda	31-12-16	- <sup>(9)</sup>	132	12	100,00%
YSUR Inversora S.A.U. <sup>(7)</sup>	Ordinarias	\$	1	2.656.573.000	Inversión	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	2.657	(1)	5.397	100,00%
YSUR Inversiones Petroleras S.A.U. <sup>(7)</sup>	Ordinarias	\$	1	230.281.000	Inversión	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	230	- <sup>(9)</sup>	391	100,00%
YSUR Petrolera Argentina S.A. <sup>(7)</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	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	634	106	570	100,00%
Compañía de Inversiones Mineras S.A.	Ordinarias	\$	1	17.043.060	Exploración, explotación, transformación, administración, almacenamiento y transporte de todo tipo de minerales; montajes, construcción y operación de instalaciones y estructuras y procesamiento de productos relacionados con la actividad minera	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	17	(25)	(17)	100,00%

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 9. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (Cont.)

A continuación se detallan las inversiones en asociadas y negocios conjuntos:

Características de los valores	31-12-2016													31-12-2015
	Información sobre el ente emisor						Últimos estados financieros disponibles						Participación sobre capital social	Valor registrado <sup>(9)</sup>
	Denominación y Emisor	Clase	Valor nominal	Cantidad	Valor registrado <sup>(3)</sup>	Costo <sup>(2)</sup>	Actividad principal	Domicilio legal	Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio		
<b>Negocios conjuntos:</b>														
Compañía Mega S.A. <sup>(7) (6)</sup>	Ordinarias	\$	1	244.246.140	1.208	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	30-09-16	643	735	1.496	38,00%	1.277
Profertil S.A. <sup>(7)</sup>	Ordinarias	\$	1	391.291.320	1.897	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, P. 3, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	783	600	1.052	50,00%	1.452
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias	\$	1	45.803.655	468	-	Refinación	Maipú 1, P. 2º, Buenos Aires, Argentina	30-09-16	92	25	898	50,00%	405
					3.573	-								3.134
<b>Asociadas:</b>														
Oleoductos del Valle S.A.	Ordinarias	\$	10	4.072.749	174 <sup>(1)</sup>	-	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	110	125	472	37,00%	126 <sup>(1)</sup>
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias	\$	10	476.034	94	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, P. 11º, Buenos Aires, Argentina	30-09-16	14	36	291	33,15%	70
Oiltanking Ebytem S.A.	Ordinarias	\$	10	351.167	184	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales – Provincia de Buenos Aires, Argentina.	31-12-16	12	181	212	30,00%	150
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Preferidas	\$	1	15.579.578	33	-	Transporte de gas por ducto	San Martín 323, P.13º, Buenos Aires, Argentina	31-12-15	156	54	229	10,00%	23
Central Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	0,01	11.869.095.145	175	136	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	30-09-16	1.231	177	1.791	10,25% <sup>(5)</sup>	152
Inversora Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	1	355.270.303	569	445	Inversión y financiera	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	30-09-16	829	126	1.292	42,86%	484
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Preferidas	\$	1	12.135.167	37	-	Transporte de petróleo por ducto	Macacha Güemes 515, P.3º, Buenos Aires, Argentina	30-09-16	34	20	107	36,00%	25
YPF Gas S.A.	Ordinarias	\$	1	175.997.158	172	-	Fraccionamiento, envasado, distribución y transporte de gas para uso industrial y/o doméstico	Macacha Güemes 515, P.3º, Buenos Aires, Argentina	30-09-16	176	(25)	699	34,00%	183
<b>Otras sociedades:</b>														
Diversas <sup>(4)</sup>	-	-	-	-	489	139	-	-	-	-	-	-	-	37
					1.927	720								1.250
					5.500	720								4.384

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

(4) Incluye Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd., A&amp;C Pipeline Holding Company, Poligás Luján S.A.C.I., Oleoducto Transandino (Chile) S.A., Bizoy S.A., Civeny S.A., Bioceres S.A., Y-GEN Eléctrica S.R.L., Y-GEN Eléctrica II S.R.L., Y-GEN Eléctrica III S.R.L. e Y-GEN Eléctrica IV S.R.L.

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

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

(9) Adicionalmente se consolidan Compañía Minera de Argentina S.A., YPF Services USA Corp, YPF Perú S.A.C., YPF Brasil Comercio Derivado de Petróleo Ltda, Wokler Investment S.A., YPF Colombia S.A.S., Miwen S.A., Eleran Inversiones 2011 S.A.U., YSUR Participaciones S.A.U., Lestery S.A., Energía Andina S.A. y EOG Resources Netherlands B.V.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 10. INVENTARIOS

	2016	2015	2014
Productos destilados.....	13.390	10.709	7.720
Petróleo crudo y gas natural.....	6.551	7.155	4.187
Productos en procesos.....	411	169	99
Obras para terceros en ejecución.....	12	85	271
Materia prima, envases y otros.....	1.456	1.140	724
	<u>21.820</u> <sup>(1)</sup>	<u>19.258</u> <sup>(1)</sup>	<u>13.001</u> <sup>(1)</sup>

(1) Al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 el costo de los inventarios no supera su valor neto de realización.

## 11. OTROS CRÉDITOS

	2016		2015		2014	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Deudores por servicios.....	-	1.733	-	928	-	664
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones.....	291	4.648	304	8.058	130	1.066
Préstamos a terceros y saldos con sociedades relacionadas <sup>(1)</sup> .....	2.495	1.703	297	2.366	231	53
Depósitos en garantía.....	17	214	318	895	528	435
Gastos pagados por adelantado.....	159	702	198	682	39	451
Anticipo y préstamos a empleados.....	12	335	8	285	7	299
Anticipo a proveedores y despachantes de aduana <sup>(2)</sup> .....	-	1.691	-	3.147	-	2.224
Créditos con socios de UT y Consorcios Seguros a cobrar <sup>(4)</sup> .....	816	1.361	1.118	1.881	612	764
Diversos.....	134	1.111	271	402	151	249
	<u>3.924</u>	<u>13.498</u>	<u>2.514</u>	<u>19.452</u>	<u>1.698</u>	<u>7.273</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso.....	(15)	(42)	(13)	(39)	(7)	(103)
	<u>3.909</u>	<u>13.456</u>	<u>2.501</u>	<u>19.413</u>	<u>1.691</u>	<u>7.170</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 31.

(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 préstamo otorgado a Pampa Energía S.A. Ver Nota 3.

(4) Ver Nota 28.a).

## 12. CRÉDITOS POR VENTAS

	2016		2015		2014	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas <sup>(1)</sup> .....	87	34.729	469	22.959	26	13.037
Provisión para deudores por venta de cobro dudoso.....	-	(1.084)	-	(848)	(7)	(866)
	<u>87</u>	<u>33.645</u>	<u>469</u>	<u>22.111</u>	<u>19</u>	<u>12.171</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 31.

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

	2016		2015		2014	
	No Corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Saldo al inicio del ejercicio.....	-	848	7	866	6	652
Aumentos con cargo a resultados.....	-	197	-	313	-	210
Aplicaciones con cargo a resultados.....	-	(28)	-	(412)	-	(41)
Cancelaciones por utilización.....	-	-	(7)	(17)	-	(4)
Diferencia de conversión.....	-	67	-	98	1	49
Saldo al cierre del ejercicio.....	-	<u>1.084</u>	-	<u>848</u>	7	<u>866</u>

## 13. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	2016	2015	2014
Caja y bancos.....	7.922	13.920	6.731
Colocaciones transitorias a corto plazo.....	27	693	1.492
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados <sup>(1)</sup> .....	2.808	774	1.535
	<u>10.757</u>	<u>15.387</u>	<u>9.758</u>

(1) Ver Nota 6.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 14. PROVISIONES

La evolución de las provisiones del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 es la siguiente:

	Provisión para juicios y contingencias		Provisión para gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos		Provisión para pensiones		Total	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2013</b> .....	5.020	159	764	926	13.220	289	168	22	19.172	1.396
Aumentos con cargos a resultados.....	3.367	24	1.066	-	1.366	3	11	-	5.810	27
Aplicaciones con cargos a resultados.....	(465)	(82)	-	-	-	-	(27)	-	(492)	(82)
Aumentos por adquisición de subsidiaria.....	20	-	21	2	724	14	-	-	765	16
Aumento por adquisición de participación en UT.....	-	-	-	-	339	153	-	-	339	153
Cancelaciones por pago/utilización.....	(5)	(1.126)	-	(621)	(61)	(136)	(14)	(11)	(80)	(1.894)
Diferencias de cambio y de conversión, netas.....	930	23	175	81	2.772	48	67	5	3.944	157
Reclasificaciones y otros movimientos.....	(1.853)	1.853	(757)	757	(273) <sup>(1)</sup>	5 <sup>(1)</sup>	(11)	11	(2.894)	2.626
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2014</b> .....	<b>7.014</b>	<b>851</b>	<b>1.269</b>	<b>1.145</b>	<b>18.087</b>	<b>376</b>	<b>194</b>	<b>27</b>	<b>26.564</b>	<b>2.399</b>
Aumentos con cargos a resultados.....	2.062	95	986	-	1.694	-	23	-	4.765	95
Aplicaciones con cargos a resultados.....	(434)	(141)	-	-	(314)	-	-	(13)	(748)	(154)
Cancelaciones por pago/utilización.....	-	(374)	-	(1.030)	-	(283)	-	(71)	-	(1.758)
Diferencias de cambio y de conversión, netas.....	2.383	10	464	186	10.109	159	102	17	13.058	372
Cambio de participación en UT con cargo a resultados..	-	-	-	-	-	(504)	-	-	-	(504)
Reclasificaciones y otros movimientos.....	(650)	(292)	(1.099)	1.099	(2.196) <sup>(1)</sup>	681 <sup>(1)</sup>	(71)	71	(4.016)	1.559
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2015</b> .....	<b>10.375</b>	<b>149</b>	<b>1.620</b>	<b>1.400</b>	<b>27.380</b>	<b>429</b>	<b>248</b>	<b>31</b>	<b>39.623</b>	<b>2.009</b>
Aumentos con cargos a resultados.....	1.579	335	962	32	3.023	-	97	-	5.661	367
Aplicaciones con cargos a resultados.....	(158)	(258)	-	-	(10)	(77)	(1)	-	(169)	(335)
Cancelaciones por pago/utilización.....	9	(239)	-	(869)	(48)	(584)	-	(13)	(39)	(1.705)
Diferencias de cambio y de conversión, netas.....	1.221	7	159	52	6.245	94	26	3	7.651	156
Desconsolidación de subsidiarias.....	(2.213)	(11)	(1.351)	(607)	(515)	-	(357)	(34)	(4.436)	(652)
Reclasificaciones y otros movimientos.....	(1.608) <sup>(2)</sup>	586	(860)	860	1.548 <sup>(1)</sup>	695 <sup>(1)</sup>	(13)	13	(933)	2.154
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2016</b> .....	<b>9.205</b>	<b>569</b>	<b>530</b>	<b>868</b>	<b>37.623</b>	<b>557</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>47.358</b>	<b>1.994</b>

(1) Incluye 2.243, (1.281) y (268) correspondientes al recálculo anual de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos que tienen contrapartida en activos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, respectivamente; (226) correspondientes a la baja por cambio de participación en el área Magallanes con contrapartida en activos al 31 de diciembre de 2015; y (8) correspondientes a la baja del área Puesto Cortadera con contrapartida en activos al 31 de diciembre de 2015

(2) Incluye (950) correspondientes a resoluciones por reclamos contractuales que fueron reclasificados a Otros pasivos; y (75) correspondientes a reclamos fiscales que fueron reclasificados a Cargas fiscales.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



#### 14. PROVISIONES (Cont.)

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

Adicionalmente, debido a su operatoria, el Grupo está sujeto a diversas leyes y regulaciones 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 la Sociedad considera que las operaciones del Grupo se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes, 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 el Grupo 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.

##### 14.a) Provisión para juicios y contingencias

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo ha provisionado los juicios pendientes, reclamos y contingencias cuya pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente. Los juicios pendientes y contingencias más significativas provisionados se describen en los próximos párrafos.

##### 14.a.1) Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino antes de 1990

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.

##### 14.a.2) Reclamos derivados de restricciones en el mercado de gas natural

- **Reclamos de Deliver or Pay (“DOP”)**

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) podían 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 fuerza 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



#### 14. PROVISIONES (Cont.)

Asimismo, mediante la Resolución N° 1410/2010 del 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”). Con fecha 9 de diciembre de 2015 el ENARGAS rechazó la impugnación de YPF a la Resolución N° 1410/2010.

Los costos por penalidades contractuales derivadas de la falta de entrega de gas natural al 31 de diciembre de 2016, han sido provisionados en la medida que sean probables y puedan ser razonablemente estimados.

- **AES Uruguiana Empreendimentos S.A. (“AESU”) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”)**

El 25 de junio de 2008, AESU procedió a liquidar la suma de US\$ 28,1 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 16 de septiembre del 2007 hasta el 25 de junio del 2008, habiendo liquidado luego la suma de US\$ 2,7 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 18 de enero de 2006 hasta el 1° de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas liquidaciones. Por nota de fecha 15 de septiembre de 2008, AESU notificó a YPF que suspendía el cumplimiento de sus obligaciones alegando morosidad e incumplimientos por parte de YPF, lo cual fue rechazado integralmente por YPF. Con fecha 4 de diciembre de 2008, YPF notificó que, levantada la fuerza mayor imperante, de acuerdo con los términos del contrato vigente, procedería a suspender su obligación de entrega de gas natural ante los reiterados incumplimientos de AESU, lo cual fue asimismo rechazado. Con fecha 30 de diciembre de 2008, AESU rechazó el derecho de YPF de suspender las entregas de gas natural. 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 (“SULGAS”) y TGM. En la misma fecha YPF fue notificada por la CCI del arbitraje promovido por AESU y SULGAS 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 totalizaba aproximadamente US\$ 1.052 millones.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



#### 14. PROVISIONES (Cont.)

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 SULGAS del contrato de exportación de gas natural. A su vez, YPF había promovido ante la CCI un arbitraje contra TGM, entre otros. Se recibió la contestación de TGM, quien solicitó el íntegro rechazo de las pretensiones de YPF y dedujo demanda reconvenzional contra YPF con el fin de que el Tribunal Arbitral condene a YPF a indemnizar a TGM la totalidad de los daños y perjuicios, presentes o futuros, sufridos por TGM a causa de la extinción del Contrato de Transporte Firme y del Acta Acuerdo de fecha 2 de octubre de 1998 por medio de la cual YPF se había comprometido a abonar a TGM contribuciones irrevocables no capitalizables como contraprestación por la ampliación del gasoducto Proyecto Uruguayana; y se condene a AESU/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 de 2013, 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 desarrollada durante los años 2014 y 2015 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 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 réplica.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



#### 14. PROVISIONES (Cont.)

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. Con fecha 24 de abril de 2015 el Tribunal Arbitral dispuso reanudar el procedimiento arbitral e invitó a las partes a consultar entre ellas respecto de la continuación del arbitraje y a proporcionar al Tribunal Arbitral una propuesta conjunta o individual respecto de los pasos a seguir. Esta resolución fue informada por YPF a la Cámara Contencioso Administrativo Federal con fecha 27 de abril de 2015, atento que la medida cautelar dictada por esta última que ordenó suspender el procedimiento arbitral se encuentra vigente. Con fecha 2 de julio de 2015 el Tribunal Arbitral fijó como fecha de las audiencias de prueba de la etapa de daños los días 16 y 17 de noviembre de 2015. Pese a la suspensión del procedimiento arbitral dispuesto por la justicia argentina, las audiencias se realizaron sin la presencia de YPF y TGM. Con fecha 4 de diciembre de 2015, YPF presentó un escrito ante el Tribunal Arbitral denunciando que las audiencias celebradas son nulas. Con fecha 23 de diciembre de 2015 la Sala IV de la Cámara Contencioso Administrativo Federal hizo lugar al recurso de nulidad interpuesto por YPF y declaró nulo el laudo parcial de responsabilidad. En la misma fecha, YPF notificó al Tribunal Arbitral y a las partes dicha resolución y solicitó que se deje sin efecto el procedimiento arbitral. Con fecha 3 de febrero de 2016 TGM interpuso Recurso Extraordinario contra la resolución de la Cámara. Con fecha 2 de febrero de 2016 AESU y SULGAS interpusieron un recurso de nulidad contra dicha resolución, y con fecha 23 de febrero de 2016 la Cámara lo rechazó "in limine". AESU y SULGAS interpusieron recurso extraordinario contra este rechazo, el cual fue notificado a YPF con fecha 31 de marzo de 2016. En la misma fecha la Cámara Contencioso Administrativo Federal Sala IV rechazó el recurso extraordinario interpuesto por TGM el 2 de febrero de 2016.

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 intentó notificar las distintas resoluciones adoptadas por los tribunales uruguayos vía exhorto e YPF ha planteado ante los 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. Con fecha 16 de julio de 2015 el Juzgado Contencioso Administrativo N° 3 rechazó uno de los exhortos mediante el cual AESU intentaba notificar la demanda de nulidad de la resolución del Tribunal Arbitral que dispuso oportunamente la suspensión del procedimiento arbitral. Con fecha 4 de septiembre de 2015 AESU interpuso recurso de apelación. Con fecha 23 de diciembre de 2015, la Sala IV de la Cámara Contencioso Administrativo Federal rechazó el recurso de apelación y confirmó la resolución de primera instancia.

Con fecha 26 de abril de 2016, la Sala IV de la Cámara resolvió rechazar el recurso extraordinario interpuesto por AESU y SULGAS (que fuera notificado a YPF con fecha 31 de marzo de 2016) y dictó una nueva resolución declarando la nulidad e ineficacia de todos los actos realizados hasta el momento por las partes y el Tribunal Arbitral correspondientes a la "segunda etapa" del Arbitraje, los que carecen de toda virtualidad jurídica. A su vez reitera la directiva legal surgida del art. 34, inc. 5, ap. b, del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación ("CPCCN"), haciendo notar al Tribunal Arbitral que no podrá dictar ningún acto correspondiente a la segunda etapa del arbitraje, incluido un laudo final sobre daños, como así también a AESU, SULGAS y TGM que cualquier acto suyo o del Tribunal Arbitral en tal sentido que las alcance, en transgresión a la sentencia referida, será meritulado por esta Sala en ejercicio de los poderes que el CPCCN le reconoce como director del proceso (art. 45 y ccdtes.). Adicionalmente, dispone notificar esta resolución al Tribunal Arbitral y a la Secretaría de la Corte Internacional de Arbitraje de la CCI, haciéndoles saber que el Tribunal Arbitral no está en condiciones de dictar un laudo ajustado a derecho y a la ley aplicable.

Esta resolución fue notificada por YPF al Tribunal Arbitral, a las partes y a la CCI. En la misma fecha pero con posterioridad a esta notificación, YPF fue notificada del laudo de determinación de daños dictado por mayoría del Tribunal Arbitral mediante el cual se condena a la Sociedad a pagar a AESU la suma de US\$ 185 millones, en concepto de indemnización por la resolución anticipada del contrato de exportación de gas en el año 2009 y en concepto de penalidad delivery or pay; y a TGM la suma de US\$ 319 millones en concepto de capital por facturas, contribuciones irrevocables e indemnización por la resolución anticipada del contrato de transporte.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



#### 14. PROVISIONES (Cont.)

Con fecha 2 de mayo de 2016, YPF ha presentado ante la CCI y el Tribunal Arbitral el correspondiente recurso de nulidad contra dicho Laudo. En la misma fecha presentó ante la Cámara Contencioso Administrativo Federal Sala IV el recurso de nulidad con un recurso de queja en subsidio.

Con fecha 4 de mayo de 2016, el Tribunal Arbitral dictó una resolución mediante la cual resuelve que se abstendrá de pronunciarse sobre el recurso de nulidad interpuesto por YPF. Considerando esta resolución como rechazo al recurso de nulidad, con fecha 5 de mayo de 2016, YPF presentó ante la Sala IV de la Cámara Contencioso Administrativo Federal el recurso de queja contra la decisión del Tribunal Arbitral de rechazar el recurso de nulidad interpuesto por la Sociedad.

Con fecha 8 de septiembre de 2016 la Corte Suprema de Justicia de la Nación (“CSJN”) devolvió el expediente a la Cámara sin tratar los Recursos de Queja interpuestos por TGM y AESU/SULGAS, atento existir dos Recursos Extraordinarios interpuestos por dichas partes contra la resolución de fecha 26 de abril que declaró la nulidad e ineficacia de los actos realizados en el arbitraje. Estos recursos fueron notificados a YPF con fechas 12 de septiembre de 2016 y 22 de septiembre de 2016 y contestados por YPF con fechas 26 de septiembre de 2016 y 30 de septiembre de 2016. El expediente ha sido elevado a la CSJN y se ha dado traslado a la Procuración General de la Nación.

Con fecha 5 de mayo de 2016, AESU ha procedido a iniciar en la jurisdicción de Nueva York, Distrito Sur, una acción de reconocimiento y ejecución del Laudo Parcial de Responsabilidad dictado en el año 2013. Hasta la fecha no ha sido notificada a YPF ni tampoco ampliada con el Laudo Final de Daños.

Asimismo, como consecuencia de las complejidades legales y comerciales que tiene la disputa entre YPF, AESU y SULGAS, así como de la existencia de derechos litigiosos en diferentes jurisdicciones del mundo (incluyendo la República Argentina, la República Oriental del Uruguay y los Estados Unidos de América), con fecha 30 de diciembre de 2016, dichas empresas celebraron un acuerdo transaccional por la que YPF se compromete a pagar la suma única y total de US\$ 60 millones por el que, sin reconocer hechos ni derechos, desistieron de todos los reclamos que hasta dicha fecha tenían o podían tener recíprocamente, con la excepción, en el caso de YPF, de los recursos de nulidad que interpuso contra los laudos arbitrales y que permanecen vigentes. El pago fue efectivizado con fecha 10 de enero de 2017.

Por último, en relación a la controversia aún vigente con TGM, 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.

- **Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”)**

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 SULGAS/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. Este expediente no ha sido resuelto a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados.

Con fecha 12 de marzo de 2010 YPF fue notificada de una demanda iniciada por TGN mediante la cual reclama el cumplimiento del contrato y el pago de facturas impagas por el período 20 de febrero de 2007 hasta el 15 de diciembre de 2010 por la suma total de US\$ 64 millones.

Adicionalmente, TGN 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. YPF respondió 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



#### 14. PROVISIONES (Cont.)

En relación al 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.

La causa se abrió a prueba y con fecha 21 de septiembre de 2016 se presentaron los alegatos.

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.

Considerando la información disponible a la fecha, el tiempo estimado que resta hasta la finalización del proceso, y los resultados de las evidencias adicionales que se presenten en la continuación del litigio, la Sociedad ha provisionado su mejor estimación respecto a los valores objeto de los reclamos.

- **Nación Fideicomisos S.A. (“NAFISA”)**

NAFISA, había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos correspondientes al Fideicomiso Gas I y Fideicomiso Gas II aplicables al transporte a Uruguaiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 por dichos cargos. Con fecha 8 de febrero de 2012 se contestó la demanda, 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 CSJN 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. El 29 de septiembre de 2015, la Corte Suprema resolvió declarar admisible el recurso de YPF y revocar la resolución de la Cámara Contencioso Administrativa - Sala IV, señalando que el ENARGAS no es competente para entender en este asunto por no ser las partes sujetos de la Ley de Gas.

La Sociedad ha provisionado su mejor estimación en relación con el reclamo mencionado precedentemente.

#### 14.a.3) Reclamos en el ámbito de la Comisión Nacional de la Defensa a la Competencia (“CNDC”)

La Asociación Unión de Usuarios y Consumidores está reclamando (originalmente contra Repsol YPF S.A. antes de extender su reclamo a YPF) el reembolso de los precios supuestamente cobrados en exceso a los consumidores de GLP a granel entre los períodos 1993 a 1997 y 1997 a 2001. Al contestar demanda, YPF invocó la prescripción de la acción por haber transcurrido el plazo de dos años, aplicable al caso.

Con fecha 28 de diciembre de 2015 el Juzgado de Primera Instancia dictó sentencia haciendo lugar a la demanda promovida por la Asociación Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993 a 1997 y condenando a la empresa a girar a la Secretaría de Energía de la Nación, con destino al fondo fiduciario creado por la Ley Nro. 26.020, la suma de 98 aproximadamente con más intereses que serán calculados por el perito en la etapa de liquidación.

Por su parte, la sentencia rechaza la demanda por los conceptos correspondientes al período 1997 a 2001 por no considerar probada la existencia de posición dominante de YPF en el mercado de GLP a granel en el país. La Sociedad apeló la decisión del Juzgado de Primera Instancia.

Por último, la sentencia rechaza la demanda contra Repsol S.A. toda vez que la empresa Repsol YPF S.A. no tuvo participación accionaria en YPF, ni ningún otro tipo de vinculación, durante el período 1993 a 1997 en el que los actores sostienen que habría existido el abuso de posición dominante de YPF.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



#### 14. PROVISIONES (Cont.)

La Sociedad apeló el fallo, y el recurso de apelación fue concedido con efecto suspensivo. La parte actora también apeló la sentencia y ambas partes presentaron sus memoriales, los que fueron contestados. Con fecha 4 de abril de 2016, se ordenó la elevación del expediente a la Cámara de Apelaciones.

El monto de la sentencia actualizado a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados asciende a aproximadamente 626, más costas.

##### 14.a.4) Reclamos ambientales

- **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° 88/2010 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.

Adicionalmente a lo previamente mencionado, existen otras demandas similares realizadas por vecinos de la misma localidad, en el que reclaman daños ambientales y otros daños asociados.

La estimación de los reclamos de daños y perjuicios mencionados y el costo de las acciones correctivas necesarias, de existir, son provisionados en la medida que la pérdida sea probable y pueda ser estimada razonablemente.

- **Quilmes**

Los actores, quienes sostienen ser vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio en el que reclaman la indemnización de daños personales supuestamente ocasionados por 47 más intereses y la remediación ambiental. Hacen su reclamo basados principalmente en una pérdida de combustible en el poliducto La Plata-Dock Sud, que actualmente opera YPF, ocurrido en el año 1988, como consecuencia de un hecho ilícito que generó la rotura del poliducto, siendo en dicho momento YPF una sociedad del Estado Nacional. 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 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. Con fecha 27 de abril de 2015 se presentó el Ministerio de Planificación Federal oponiendo excepción de prescripción y falta de legitimación pasiva y contestó demanda en subsidio.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



#### 14. PROVISIONES (Cont.)

Adicionalmente a lo previamente mencionado, YPF ha sido notificada de una demanda ambiental similar realizada por vecinos de la misma localidad, en el que reclaman aproximadamente 209 más intereses, en concepto de daños y perjuicios.

Considerando la información disponible a la fecha, el tiempo estimado que resta hasta la finalización de los procesos y los resultados de las evidencias adicionales que se presenten en la continuación de los litigios, la Sociedad ha provisionado su mejor estimación respecto a los valores objeto de los reclamos.

- **Otros reclamos ambientales**

Adicionalmente a lo previamente mencionado, la Sociedad tiene otros reclamos judiciales activos en su contra basados en argumentos similares. Asimismo, se han iniciado reclamos no judiciales contra YPF basados en argumentos similares. En todos estos casos, considerando la información disponible a la fecha, el tiempo estimado que resta hasta la finalización del proceso, y los resultados de las evidencias adicionales que se presenten en la continuación de los litigios, la Sociedad ha provisionado su mejor estimación respecto a los valores objeto de los reclamos.

##### 14.a.5) Reclamos fiscales

El Grupo ha recibido diversos reclamos por parte de la Administración Federal de Ingresos Públicos ("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 financieros consolidados.

##### 14.a.6) Otros juicios pendientes

En el curso normal de sus negocios, el Grupo ha sido demandado en numerosos procesos judiciales en los fueros laboral, civil y comercial. La Dirección 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 financieros consolidados, incluyendo honorarios y costas judiciales.

##### 14.b) Provisión para gastos de medio ambiente y obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos

En base al programa de remediación actual del Grupo, se han provisionado las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente.

Finalmente, tal como se menciona previamente, cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una reevaluación de esas estimaciones. El Grupo 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

**15. 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 2016, 2015 y 2014 es el siguiente:

	2016	2015	2014
Impuesto a las ganancias corriente .....	(734)	517	(7.323)
Impuesto diferido .....	2.159	(25.154)	(5.900)
	<u>1.425</u>	<u>(24.637)</u>	<u>(13.223)</u>

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre el resultado neto antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados integrales consolidados de cada ejercicio, es la siguiente:

	2016	2015	2014
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias .....	(29.804)	29.063	22.072
Tasa impositiva vigente .....	35%	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la resultado neto antes de impuesto a las ganancias .....	10.431	(10.172)	(7.725)
Efecto de la valuación de propiedades, planta y equipo y activos intangibles en su moneda funcional .....	(19.543)	(31.200)	(10.064)
Diferencias de cambio .....	12.237	19.164	5.872
Efecto de la valuación de inventarios en su moneda funcional .....	(1.819)	(2.412)	(1.156)
Resultado de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos .....	206	111	195
Diversos .....	(87)	(128) <sup>(1)</sup>	(345)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias .....	<u>1.425</u>	<u>(24.637)</u>	<u>(13.223)</u>

(1) Incluye 301 de quebrantos reconocidos originados durante ejercicios anteriores.

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 es la siguiente:

	2016	2015	2014
<b>Activos impositivos diferidos</b>			
Provisiones y otros pasivos no deducibles .....	3.607	3.093	2.479
Quebrantos y otros créditos fiscales .....	3.837	3.236	222
Diversos .....	82	83	17
Total activo impositivo diferido .....	<u>7.526</u>	<u>6.412</u>	<u>2.718</u>
<b>Pasivos impositivos diferidos</b>			
Propiedades, planta y equipo .....	(45.579)	(45.393)	(19.250)
Diversos .....	(3.848)	(4.877)	(2.172)
Total pasivo impositivo diferido .....	<u>(49.427)</u>	<u>(50.270)</u>	<u>(21.422)</u>
Total impuesto diferido, neto .....	<u>(41.901)</u>	<u>(43.858)</u>	<u>(18.704)</u> <sup>(1)</sup>

(1) Incluye (1.241) originado en la combinación de negocios detallada en la Nota 3.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, el Grupo estimó la existencia de un quebranto de 2.250. Los activos por impuesto diferido reconocen los quebrantos impositivos en la medida en que su compensación a través de ganancias impositivas futuras sea probable. Los quebrantos impositivos en Argentina prescriben dentro de los 5 años.

A efectos de utilizar por completo el activo por impuesto diferido, el Grupo necesitará generar ganancias impositivas futuras. Con base en el nivel de ganancias históricas impositivas y las proyecciones futuras en los ejercicios en que los activos por impuesto diferido son deducibles, la Gerencia estima que al 31 de diciembre de 2016 es probable que realice todos los activos por impuesto diferido registrados.

Al 31 de diciembre de 2016, los quebrantos impositivos del Grupo a la tasa del impuesto son los siguientes:

Fecha de generación	Fecha de vencimiento	Jurisdicción	Monto
2012	2017	Argentina	76
2013	2018	Argentina	76
2014	2019	Argentina	136
2015	2020	Argentina	2.919
2016	2021	Argentina	630
			<u>3.837</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 15. IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)

No se han registrado los siguientes activos por impuestos diferidos dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo a NIIF:

- Al 31 de diciembre de 2016, no se han registrado 1.138, que corresponden a créditos fiscales por quebrantos acumulados de subsidiarias, de los cuales 1.090 tienen vencimiento a partir de 2017 y 48 tienen vencimiento indeterminado.
- Al 31 de diciembre de 2015, no se han registrado 4.373, los cuales corresponden 2.041 a diferencias temporarias deducibles no utilizables y 2.332 a créditos fiscales por quebrantos acumulados de subsidiarias.
- Al 31 de diciembre de 2014, no se han registrado 3.511, los cuales corresponden 1.953 a diferencias temporarias deducibles no utilizables y 1.558 a créditos fiscales por quebrantos acumulados de subsidiarias.

Al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 se han clasificado como activo por impuesto diferido 564, 954 y 244, respectivamente, y como pasivo por impuesto diferido 42.465, 44.812 y 18.948, respectivamente, que surge de las posiciones netas de impuesto diferido de cada una de las sociedades individuales que forman parte de estos estados financieros consolidados.

Al 31 de diciembre de 2016, 2014 y 2015 las causas que generaron imputaciones dentro de los "Otros resultados integrales" no generaron diferencias temporales objeto de impuesto a las ganancias.

## 16. PRÉSTAMOS

	Tasa de interés <sup>(1)</sup>		Vencimiento	2016		2015		2014	
				No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
<b>En pesos</b>									
Obligaciones negociables .....	22,30%	- 34,61%	2017-2024	29.194	4.400	19.280	2.050	10.858	2.329
Préstamos financieros .....	23,53%	- 30,49%	2017-2020	2.416 <sup>(3)</sup>	1.459 <sup>(3)</sup>	1.224	792	847	637
Adelantos en cuenta corriente .....	24,00%	- 28,00%	2017	-	4.037	-	4.737 <sup>(5)</sup>	-	2.466
				<u>31.610</u>	<u>9.896</u>	<u>20.504</u>	<u>7.579</u>	<u>11.705</u>	<u>5.432</u>
<b>En monedas distintas del peso</b>									
Obligaciones negociables <sup>(2)(4)(6)</sup> ...	1,29%	- 10,00%	2017-2028	86.116	4.360	52.651	9.981	22.472	1.257
Prefinanciación de exportaciones .....	2,00%	- 7,68%	2017-2019	1.908	6.491	1.039	3.680	-	2.428
Financiación de importaciones .....	4,65%	- 6,68%	2017	-	2.439	-	4.736	-	2.848
Préstamos financieros <sup>(6)</sup> .....	3,50%	- 8,34%	2017-2025	7.934	3.591	3.740	1.841	1.853	1.310
				<u>95.958</u>	<u>16.881</u>	<u>57.430</u>	<u>20.238</u>	<u>24.325</u>	<u>7.843</u>
				<u>127.568</u>	<u>26.777</u>	<u>77.934</u>	<u>27.817</u>	<u>36.030</u>	<u>13.275</u>

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2016.

(2) Se exponen netas de 672, 1.349 y 252 de obligaciones negociables propias en cartera recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre 2016, 2015 y 2014, respectivamente.

(3) Incluye préstamos otorgados por el Banco Nación Argentina. Al 31 de diciembre de 2016 incluye 2.105 los cuales 105 devengan tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos y 2.000 devengan tasa variable BADLAR más un margen de 3,5 puntos. Al 31 de diciembre de 2015, incluye 460, de los cuales 210 devengan tasa fija de 15% hasta diciembre de 2015 y luego tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos y 250 devengan tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos con un tope de la tasa activa de la cartera general del Banco Nación. Ver Nota 31.

(4) Incluye 3.253, 9.970 y 7.129 al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, respectivamente, de valor nominal de obligaciones negociables que serán canceladas en pesos al tipo de cambio aplicable según las condiciones de la serie emitida.

(5) Incluye 1.440 y 1.926 correspondientes a descubiertos otorgados por el Banco Nación Argentina al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente. Ver Nota 31.

(6) Incluye 4.960, 2.575 y 1.136 correspondientes a préstamos financieros y obligaciones negociables garantizadas con flujos de fondos futuros al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014.

A continuación se incluye la evolución de los préstamos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014:

	2016	2015	2014
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b> .....	105.751	49.305	31.890
Toma de préstamos .....	101.322	55.158	23.949
Pago de préstamos .....	(73.286)	(24.090)	(13.320)
Baja de préstamos por acuerdo "El Orejano" <sup>(2)</sup> .....	-	(2.373)	-
Pago de intereses .....	(16.330)	(6.780)	(5.059)
Intereses devengados <sup>(1)</sup> .....	16.623	8.342	5.447
Diferencia de cambio y de conversión, neta .....	20.265	26.189	6.398
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b> .....	<u>154.345</u>	<u>105.751</u>	<u>49.305</u>

(1) Incluye los costos financieros capitalizados, tal cual se menciona en la Nota 8.

(2) Ver Nota 29.b).

Con fecha 29 de abril de 2016, se celebró la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria 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\$ 2.000 millones, totalizando el monto nominal máximo en circulación en cualquier momento del Programa en US\$ 10.000 millones o su equivalente en otras monedas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 16. PRÉSTAMOS (Cont.)

Se indican a continuación las principales características de las obligaciones negociables emitidas:

Mes	Año	Valor nominal	Ref.	Clase	Tasa de interés <sup>(3)</sup>	Vencimiento	2016		2015		2014				
							No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente			
YPF															
-	1998	US\$	15	(1) (6)	-	Fija	10,00%	2028	63	4	49	3	62	2	
Septiembre.....	2012	\$	1.200	(2) (4) (6)	-	Clase VIII	-	-	-	-	-	-	-	809	
Octubre y diciembre.....	2012	US\$	552	(2) (4) (5) (6) (8)	-	Clase X	-	-	-	7.258	4.690	59			
Noviembre y diciembre.....	2012	\$	2.110	(2) (4) (6) (8)	-	Clase XI	BADLAR más 4,25%	27,50%	2017	1.055	1.129	2.110	70		
Diciembre y marzo.....	2012/3	\$	2.828	(2) (4) (6) (8)	-	Clase XIII	BADLAR más 4,75%	26,61%	2018	1.439	2.828	25	2.828	23	
Abril.....	2013	\$	2.250	(2) (4) (6) (8)	-	Clase XVII	BADLAR más 2,25%	26,09%	2020	2.250	101	2.250	91	2.250	89
Abril.....	2013	US\$	59	(2) (5) (6)	-	Clase XVIII	-	-	-	-	-	-	-	502	
Abril.....	2013	US\$	89	(2) (5) (6)	-	Clase XIX	Fija	1,29%	2017	-	1.413	3	757	2	
Junio.....	2013	\$	1.265	(2) (4) (6)	-	Clase XX	BADLAR más 2,25%	24,16%	2020	1.265	12	1.265	11		
Julio.....	2013	US\$	92	(2) (5) (6)	-	Clase XXII	Fija	3,50%	2020	576	197	630	162	515	107
Octubre.....	2013	US\$	150	(2) (6)	-	Clase XXIV	Libor más 7,50%	8,41%	2018	419	570	802	471	825	311
Octubre.....	2013	\$	300	(2) (6)	-	Clase XXV	-	-	-	-	-	-	-	314	
Diciembre, febrero y diciembre.....	2013/5	US\$	862	(2)	-	Clase XXVI	Fija	8,88%	2018	13.410	40	11.057	33	4.899	16
Abril, febrero y octubre.....	2014/5/6	US\$	1.522	(2)	-	Clase XXVIII	Fija	8,75%	2024	24.111	509	17.212	364	8.501	180
Marzo.....	2014	\$	500	(2) (6) (8)	-	Clase XXIX	BADLAR	22,30%	2020	500	8	500	7	500	7
Marzo.....	2014	\$	379	(2) (6)	-	Clase XXX	-	-	-	-	-	-	-	384	
Junio.....	2014	\$	201	(2) (6)	-	Clase XXXI	-	-	-	-	-	-	-	205	
Junio.....	2014	\$	465	(2) (6)	-	Clase XXXII	-	-	-	-	-	157	155	316	
Junio.....	2014	US\$	66	(2) (5) (6)	-	Clase XXXIII	Fija	2,00%	2017	-	350	287	574	563	1
Septiembre.....	2014	\$	1.000	(2) (6) (8)	-	Clase XXXIV	BADLAR más 0,1%	28,18%	2024	1.000	76	1.000	56	1.000	54
Septiembre.....	2014	\$	750	(2) (4) (6)	-	Clase XXXV	BADLAR más 3,5%	31,58%	2019	750	64	750	49	750	47
Febrero.....	2015	\$	950	(2) (8) (6)	-	Clase XXXVI	BADLAR más 4,74%	33,51%	2020	950	126	950	95	-	-
Febrero.....	2015	\$	250	(2) (6) (7)	-	Clase XXXVII	BADLAR más 3,49%	26,89%	2017	-	260	250	9	-	-
Abril.....	2015	\$	935	(2) (4) (6)	-	Clase XXXVIII	BADLAR más 4,75%	32,24%	2020	935	69	935	55	-	-
Abril.....	2015	US\$	1.500	(2)	-	Clase XXXIX	Fija	8,50%	2025	23.617	853	19.369	1.111	-	-
Julio.....	2015	\$	500	(2) (6)	-	Clase XL	BADLAR más 3,49%	27,95%	2017	-	529	500	26	-	-
Septiembre.....	2015	\$	1.900	(2) (8)	-	Clase XLI	BADLAR	28,08%	2020	1.900	145	1.900	112	-	-
Septiembre y diciembre.....	2015	\$	1.697	(2) (4)	-	Clase XLII	BADLAR más 4%	32,08%	2020	1.697	148	1.697	119	-	-
Octubre.....	2015	\$	2.000	(2) (8)	-	Clase XLIII	BADLAR	26,98%	2023	2.000	106	2.000	83	-	-
Diciembre.....	2015	\$	1.400	(2)	-	Clase XLIV	BADLAR más 4,75%	26,93%	2018	1.400	23	1.400	25	-	-
Marzo.....	2016	\$	150	(2)	-	Clase XLV	BADLAR más 4%	26,42%	2017	-	153	-	-	-	-
Marzo.....	2016	\$	1.350	(2) (4)	-	Clase XLVI	BADLAR más 6%	34,61%	2021	1.350	152	-	-	-	-
Marzo.....	2016	US\$	1.000	(2)	-	Clase XLVII	Fija	8,50%	2021	15.840	367	-	-	-	-
Abril.....	2016	US\$	46	(2) (5)	-	Clase XLVIII	Fija	8,25%	2020	726	12	-	-	-	-
Abril.....	2016	\$	535	(2)	-	Clase XLIX	BADLAR más 6%	30,43%	2020	535	33	-	-	-	-
Julio.....	2016	\$	11.248	(2) (9)	-	Clase L	BADLAR más 4%	26,33%	2020	11.248	696	-	-	-	-
Septiembre.....	2016	CHF	300	(2)	-	Clase LI	Fija	3,75%	2019	4.673	45	-	-	-	-
<b>Metrogas</b>															
Enero.....	2013	US\$	177		-	Serie A-L	Fija	8,88%	2018	2.461	-	1.906	2	1.186	1
Enero.....	2013	US\$	18		-	Serie A-U	Fija	8,88%	2018	220	-	183	-	120	-
<b>Gas Argentino</b>															
Marzo.....	2013	US\$	57		-	Serie A-L	-	-	-	-	-	-	347	76	
Marzo.....	2013	US\$	1		-	Serie A-U	-	-	-	-	-	-	7	-	
									<b>115.310</b>	<b>8.760</b>	<b>71.931</b>	<b>12.031</b>	<b>33.330</b>	<b>3.586</b>	

(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\$ 10.000 millones.

(3) Tasa de interés vigente al 31 de diciembre de 2016.

(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 negociados 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 financieros consolidados, el Grupo ha dado cumplimiento total al destino de los fondos detallados en los suplementos de precios correspondientes.

(7) Hasta que se cumplieron doce meses contados desde la fecha de emisión y liquidación, a una tasa de interés fija nominal anual de 25,75%, y luego de esa fecha y hasta la fecha de vencimiento de las obligaciones negociables, a una tasa de interés variable anual de BADLAR más 3,49%.

(8) ON calificada como inversión productiva computable para el punto 35.8.1, Inciso K del Reglamento General de la Actividad Aseguradora de la Superintendencia de Seguros de la Nación.

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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

**17. OTROS PASIVOS**

	2016		2015		2014	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Inversión en asociadas y negocios conjuntos con patrimonio negativo <sup>(1)</sup> .....	-	-	-	1	-	2
Extensión de concesiones .....	336	508	340	412	332	884
Acuerdos con las Entidades de Maxus <sup>(2)</sup> .....	-	2.932	-	-	-	-
Pasivos por reclamos contractuales .....	-	950	-	-	-	-
	<u>336</u>	<u>4.390</u>	<u>340</u>	<u>413</u>	<u>332</u>	<u>886</u>

(1) Ver Nota 9.

(2) Ver Nota 27.

**18. CUENTAS POR PAGAR**

	2016		2015		2014	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas <sup>(1)</sup> .....	2.145 <sup>(2)</sup>	40.667	204	38.704	66	28.522
Depósitos en garantía .....	13	482	8	467	-	418
Deudas con socios de UT y Consorcios .....	-	9	-	78	-	-
Diversos .....	29	437	73	317	168	580
	<u>2.187</u>	<u>41.595</u>	<u>285</u>	<u>39.566</u>	<u>234</u>	<u>29.520</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 31.

(2) Incluye la deuda con Petrobras Energía Argentina S.A. Ver Nota 3.

**19. INGRESOS**

	2016	2015	2014
Ventas <sup>(1)</sup> .....	216.644	159.387	147.020
Incentivos a la producción de crudo <sup>(2)</sup> .....	-	1.988	-
Ingresos por contratos de construcción .....	778	455	419
Impuesto a los ingresos brutos .....	(7.322)	(5.694)	(5.497)
	<u>210.100</u>	<u>156.136</u>	<u>141.942</u>

(1) Incluye 16.757, 12.345 y 7.762 por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, respectivamente, vinculados a los ingresos derivados del Plan de incentivos para la inyección excedente creado por la Resolución N° 1/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Ver Nota 31.

(2) Ver Nota 31.

**20. COSTOS**

	2016	2015	2014
Inventarios al inicio .....	19.258	13.001	9.881
Compras .....	48.760	33.886	35.951
Costos de producción <sup>(1)</sup> .....	127.075	85.550	68.840
Diferencia de conversión .....	4.031	6.358	2.821
Inventarios al cierre .....	(21.820)	(19.258)	(13.001)
	<u>177.304</u>	<u>119.537</u>	<u>104.492</u>

(1) Ver Nota 21.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 21. GASTOS POR NATURALEZA

El Grupo presenta el estado de resultados integrales clasificando los gastos según su función como parte de las líneas "Costos", "Gastos de administración", "Gastos de comercialización" y "Gastos de exploración". A continuación se brinda la información adicional a revelar requerida sobre la naturaleza de los gastos y su relación con la función dentro del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014:

	2016				Total
	Costos de producción <sup>(3)</sup>	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	
Sueldos y cargas sociales .....	10.228	2.642	1.615	288	14.773
Honorarios y retribuciones por servicios .....	1.037	1.686 <sup>(2)</sup>	436	53	3.212
Otros gastos de personal .....	2.773	347	140	39	3.299
Impuestos, tasas y contribuciones <sup>(1)</sup> .....	1.861	382	3.399	-	5.642
Regalías, servidumbres y cánones .....	17.114	-	25	39	17.178
Seguros .....	1.037	41	89	-	1.167
Alquileres de inmuebles y equipos .....	5.097	32	505	2	5.636
Gastos de estudio .....	-	-	-	501	501
Depreciación de propiedades, planta y equipo .....	43.077	714	961	-	44.752
Amortización de activos intangibles .....	499	186	32	-	717
Materiales y útiles de consumo .....	5.732	33	76	18	5.859
Contrataciones de obra y otros servicios .....	10.494	242	713	125	11.574
Conservación, reparación y mantenimiento .....	16.710	343	338	32	17.423
Perforaciones exploratorias improductivas .....	-	-	-	2.050	2.050
Transporte, productos y cargas .....	6.952	9	4.964	-	11.925
Deudores por ventas de cobro dudoso .....	-	-	169	-	169
Gastos de publicidad y propaganda .....	-	344	855	-	1.199
Combustibles, gas, energía y otros .....	4.464	125	895	8	5.492
	<u>127.075</u>	<u>7.126</u>	<u>15.212</u>	<u>3.155</u>	<u>152.568</u>

(1) Incluye aproximadamente 1.317 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

(2) Incluye 126 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 29 de abril de 2016 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2015 por 140 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2016 la suma de aproximadamente 127.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales consolidado correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 400.

	2015				Total
	Costos de producción <sup>(3)</sup>	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	
Sueldos y cargas sociales .....	7.566	2.065	1.207	224	11.062
Honorarios y retribuciones por servicios .....	775	1.378 <sup>(2)</sup>	280	24	2.457
Otros gastos de personal .....	2.303	277	121	42	2.743
Impuestos, tasas y contribuciones <sup>(1)</sup> .....	1.144	259	2.885	-	4.288
Regalías, servidumbres y cánones .....	11.932	-	17	28	11.977
Seguros .....	831	38	56	-	925
Alquileres de inmuebles y equipos .....	3.360	33	394	2	3.789
Gastos de estudio .....	-	-	-	504	504
Depreciación de propiedades, planta y equipo .....	25.706	382	597	-	26.685
Amortización de activos intangibles .....	185	117	21	-	323
Materiales y útiles de consumo .....	3.801	27	88	5	3.921
Contrataciones de obra y otros servicios .....	6.261	237	546	-	7.044
Conservación, reparación y mantenimiento .....	14.231	248	322	24	14.825
Perforaciones exploratorias improductivas .....	-	-	-	1.425	1.425
Transporte, productos y cargas .....	4.796	25	3.756	-	8.577
Deudores por ventas de cobro dudoso .....	-	-	(99)	-	(99)
Gastos de publicidad y propaganda .....	-	395	292	-	687
Combustibles, gas, energía y otros .....	2.659	105	616	195	3.575
	<u>85.550</u>	<u>5.586</u>	<u>11.099</u>	<u>2.473</u>	<u>104.708</u>

(1) Incluye aproximadamente 1.220 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

(2) Incluye 140 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 30 de abril de 2015 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2014 por 123 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2015 la suma de aproximadamente 146.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales consolidado correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 270.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 21. GASTOS POR NATURALEZA (Cont.)

	2014				Total
	Costos de producción <sup>(3)</sup>	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	
Sueldos y cargas sociales .....	5.341	1.602	911	177	8.031
Honorarios y retribuciones por servicios .....	554	1.150 <sup>(2)</sup>	226	10	1.940
Otros gastos de personal .....	1.622	226	94	44	1.986
Impuestos, tasas y contribuciones <sup>(1)</sup> .....	2.260	92	3.308	-	5.660
Regalías, servidumbres y cánones .....	9.503	-	18	23	9.544
Seguros .....	705	22	65	-	792
Alquileres de inmuebles y equipos .....	2.630	24	296	-	2.950
Gastos de estudio .....	-	-	-	251	251
Depreciación de propiedades, planta y equipo .....	19.201	282	453	-	19.936
Amortización de activos intangibles .....	140	134	16	179	469
Materiales y útiles de consumo .....	3.415	38	61	8	3.522
Contrataciones de obra y otros servicios .....	5.297	178	432	1	5.908
Conservación, reparación y mantenimiento .....	11.322	200	271	19	11.812
Perforaciones exploratorias improductivas .....	-	-	-	1.265	1.265
Transporte, productos y cargas .....	3.874	6	3.001	-	6.881
Deudores por ventas de cobro dudoso .....	-	-	169	-	169
Gastos de publicidad y propaganda .....	-	451	259	-	710
Combustibles, gas, energía y otros .....	2.976	125	534	57	3.692
	<b>68.840</b>	<b>4.530</b>	<b>10.114</b>	<b>2.034</b>	<b>85.518</b>

(1) Incluye aproximadamente 1.775 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

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

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales consolidado correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 215.

## 22. OTROS RESULTADOS OPERATIVOS, NETOS

	2016	2015	2014
Juicios .....	(1.253)	(1.188)	(2.034)
Resultado por desconsolidación de subsidiarias <sup>(1)</sup> .....	1.528	-	-
Asistencia económica transitoria <sup>(2)</sup> .....	759	711	-
Ingresos por acuerdos con socios por extensión de concesiones .....	1.407	-	428
Incentivo para la construcción <sup>(3)</sup> .....	422	621	233
Seguros <sup>(4)</sup> .....	-	371	-
Diversos .....	531	1.167	343
	<b>3.394</b>	<b>1.682</b>	<b>(1.030)</b>

(1) Ver Nota 27.b).

(2) Corresponde a la asistencia económica transitoria recibida por Metrogas. Ver Nota 31.

(3) Corresponde al incentivo para los fabricantes nacionales de bienes de capital recibido por AESA. Ver Nota 31.

(4) Ver Nota 28.a).

## 23. RESULTADOS FINANCIEROS, NETOS

	2016	2015	2014
<b>Ingresos financieros</b>			
Intereses ganados .....	1.472	1.638	1.029
Diferencias de cambio .....	15.287	25.625	10.272
<b>Total ingresos financieros</b> .....	<b>16.759</b>	<b>27.263</b>	<b>11.301</b>
<b>Costos financieros</b>			
Intereses perdidos .....	(18.109)	(8.618)	(5.456)
Actualizaciones financieras .....	(3.159)	(1.987)	(1.880)
Diferencias de cambio .....	(3.676)	(5.411)	(2.490)
<b>Total costos financieros</b> .....	<b>(24.944)</b>	<b>(16.016)</b>	<b>(9.826)</b>
<b>Otros resultados financieros</b>			
Resultados por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados .....	1.826	446	297
Resultados por instrumentos financieros derivados .....	213	464	-
<b>Total otros resultados financieros</b> .....	<b>2.039</b>	<b>910</b>	<b>297</b>
<b>Total resultados financieros, netos</b> .....	<b>(6.146)</b>	<b>12.157</b>	<b>1.772</b>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

**24. INVERSIONES EN UNIONES TRANSITORIAS**

El Grupo participa en UT y Consorcios que otorgan al Grupo un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato. La participación en dichas UT 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 de dichas UT y Consorcios se han utilizado los últimos estados financieros disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible.

Las UT y Consorcios de exploración y producción en los que participa el Grupo 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 2016, 2015 y 2014 y las principales magnitudes de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 de las UT y Consorcios en las que participa el Grupo se detallan a continuación:

	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Activo no corriente .....	63.145	47.322	22.439
Activo corriente .....	2.602	944	1.295
<b>Total del activo .....</b>	<b>65.747</b>	<b>48.266</b>	<b>23.734</b>
Pasivo no corriente .....	5.946	4.593	3.129
Pasivo corriente .....	6.293	6.391	4.641
<b>Total del pasivo .....</b>	<b>12.239</b>	<b>10.984</b>	<b>7.770</b>
	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Costos de producción .....	21.624	12.959	9.047
Gastos de exploración .....	849	395	672

Al 31 de diciembre de 2016, las principales UT y consorcios de exploración y producción en los que el Grupo participa son las siguientes:

<b>Nombre</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Participación</b>	<b>Operador</b>
Acambuco .....	Salta	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana .....	Neuquén	27,27%	Total Austral S.A.
Aguaragüe .....	Salta	53,00%	Tecpetrol S.A.
CAM-2/A SUR .....	Tierra del Fuego	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Campamento Central / Cañadón Perdido ...	Chubut	50,00%	YPF
Consorcio CNQ 7/A .....	La Pampa y Mendoza	50,00%	Pluspetrol Energy S.A.
El Tordillo .....	Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.
La Tapera y Puesto Quiroga .....	Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.
Lindero Atravesado .....	Neuquén	37,50%	Pan American Energy LLC
Llancanelo .....	Mendoza	61,00%	YPF
Magallanes .....	Santa Cruz, Tierra del Fuego y Plataforma Continental Nacional	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Loma Campana .....	Neuquén y Mendoza	50,00%	YPF
Ramos .....	Salta	42,00%	Pluspetrol Energy S.A.
Rincón del Mangrullo .....	Neuquén	50,00%	YPF
San Roque .....	Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.
Tierra del Fuego .....	Tierra del Fuego	100,00%	Petrolera LF Company S.R.L.
Yacimiento La Ventana – Río Tunuyán .....	Mendoza	70,00%	YPF
Zampal Oeste .....	Mendoza	70,00%	YPF
Narambuena .....	Neuquén	50,00%	YPF
La Amarga Chica .....	Neuquén	50,00%	YPF
El Orejano .....	Neuquén	50,00%	YPF
Aguada de la Arena .....	Neuquén	80,00%	YPF

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

**25. PATRIMONIO**

Al 31 de diciembre del 2016, el capital suscrito es de 3.923 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 2016, 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.U. y sus sociedades afiliadas ejercían influencia significativa mediante una tenencia del 25,46% del capital de la Sociedad.

La Ley N° 26.741, promulgada el 4 de mayo de 2012, modificó la estructura accionaria de la Sociedad. La mencionada Ley declaró de interés público y sujeto a expropiación a las acciones clase D de la Sociedad en poder de Repsol, sus sociedades controladas o controlantes, que representan el 51% del capital social de la Sociedad. A su vez, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. Las acciones sujetas a expropiación fueron 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 29 de abril de 2016, se celebró la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, la cual ha aprobado los estados financieros de YPF correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 y, adicionalmente, aprobó lo siguiente en relación con el destino de las utilidades: a) destinar la suma de 50 a constituir una Reserva para compra de acciones propias, atento a lo mencionado en el apartado "Planes de bonificación e incentivos" de la Memoria, al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que se considere oportuno, y dar cumplimiento, durante la ejecución de los planes, a los compromisos generados y a generarse por los mismos en el futuro; b) destinar la suma de 3.640 a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la LGS; y c) destinar la suma de 889 a una reserva para el pago de dividendos, facultando al Directorio a determinar la oportunidad para su distribución en un plazo que no podrá exceder el del cierre del presente ejercicio. Con fecha 9 de junio de 2016 el Directorio de la Sociedad decidió el pago de un dividendo de 2,26 por acción por la suma de 889, el cual fue puesto a disposición de los accionistas el 7 de julio de 2016.

**26. RESULTADO NETO POR ACCIÓN**

El siguiente cuadro refleja los resultados y el número de acciones que se han utilizado para el cálculo del resultado neto básico por acción:

	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Resultado neto .....	(28.237)	4.579	9.002
Número medio de acciones ordinarias en circulación .....	391.497.615	392.101.191	392.136.465
Resultado neto básica y diluida por acción .....	(72,13)	11,68	22,95

El resultado neto básico y diluido por acción se calcula como se indica en la Nota 2.b.13.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS

### 27.a) Aspectos legales

#### 27.a.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: (a) Maxus Energy Corporation ("Maxus") y sus subsidiarias Maxus International Energy Company, Maxus (US) Exploration Company y Gateway Coal Company; y (b) Tierra Solutions, Inc ("TS") (todas ellas en adelante las "Entidades de Maxus" o los "Deudores"). 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. Sin embargo, todos los procesos de recupero de sumas de dinero a cargo de los Deudores se suspenden a partir de la presentación voluntaria en el proceso de reorganización bajo el Capítulo 11 ("Capítulo 11") de la Ley de Quiebras de los Estados Unidos de América ("Ley de Quiebras").

Maxus y TS, sociedades que tendrían ciertas obligaciones potenciales relacionadas con antiguas operaciones de una ex subsidiaria de Maxus en el marco de la normativa señalada en el párrafo anterior; son sociedades que desde el punto de vista corporativo tienen como único accionista a YPF Holdings. Esta circunstancia, sin embargo, debe analizarse en el contexto de las limitaciones indicadas a continuación.

#### 27.a.2) Proceso de Reorganización bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras de Estados Unidos ( en adelante "el Capítulo 11")

Con fecha 17 de junio de 2016, los Deudores, subsidiarias de YPF Holdings, realizaron una presentación voluntaria ante el Tribunal de Quiebras del Distrito de Delaware (en adelante, el "Tribunal de Quiebras") bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras.

Los negocios de los Deudores se dividen en tres áreas: (a) gestión de intereses relacionados con actividad de explotación de hidrocarburos en cabeza de Maxus y sus subsidiarias; (b) gestión de actividades de remediación, en cabeza de Tierra Solutions Inc; y (c) gestión de beneficios a favor de exempleados actualmente retirados.

En este marco, los Deudores han llegado a un acuerdo (el "Acuerdo") con YPF, junto con sus subsidiarias YPF Holdings, CLH Holdings Inc., YPF International e YPF Services USA Corp (conjuntamente, las "Entidades de YPF") para resolver todos los eventuales reclamos de los Deudores contra las Entidades de YPF, incluyendo cualquier reclamo de alter ego, reclamo que las Entidades de YPF entienden carece de fundamentos.

El Acuerdo prevé: i) la concesión de un préstamo por parte de YPF Holdings por la suma de US\$ 63,1 millones ("DIP Loan") destinado a financiar las actividades de los Deudores durante un proceso de reestructuración/quiebra de un año de duración, y ii) un pago de US\$ 130 millones a las Entidades de Maxus ("Settlement Payment") por todos los potenciales reclamos que los Deudores puedan tener contra las Entidades de YPF.

La primera audiencia correspondiente a la presentación bajo el Capítulo 11 (la "Presentación") tuvo lugar el 20 de junio de 2016, momento en el cual el Tribunal de Quiebras aprobó, entre otras cosas, las mociones de los Deudores para continuar como "Deudores en Posesión" continuando las operaciones del día a día, incluyendo el uso por parte de los Deudores del sistema de manejo de fondos, administración, pago de sueldos y beneficios a empleados retirados. El juicio tramita ante el Juez Christopher S. Sontchi.

El 19 de agosto de 2016, el Juez de la causa autorizó a los Deudores a tomar el DIP Loan.

El 29 de agosto de 2016, bajo los términos del DIP Loan y del Acuerdo, los Deudores presentaron ante el Tribunal de Quiebras una moción para que se decida la aprobación del Acuerdo.

El 29 de diciembre de 2016, los Deudores presentaron ante el Tribunal de Quiebras un plan con una propuesta de liquidación (el "Plan") bajo el Capítulo 11, y un informe revelando información de los Deudores (Disclosure Statement). El Plan gira al rededor del eventual pago de US\$ 130 millones bajo el Acuerdo. El Plan, en su versión presentada ante la Corte, establece que si el Acuerdo es aprobado, algunos montos de los US\$ 130 millones serán depositados a: (i) un fideicomiso de liquidación para distribuir entre los distintos acreedores; y (ii) un fideicomiso de respuesta ambiental para uso en tareas de remediación. Asimismo, si el Plan es aprobado, el Acuerdo con los Deudores también será aprobado y todos los reclamos contra las Entidades de YPF, incluidas las alegaciones sobre alter ego o corrimiento de velo societario, quedarán dentro del Acuerdo y serán desestimadas a cambio del pago de los US\$ 130 millones comprometidos.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

El Plan, sin embargo, establece ciertas actividades contingentes en el caso de que el Tribunal de Quiebras no apruebe el Acuerdo. En ese escenario, el reclamo de los Deudores contra las Entidades de YPF, incluyendo los reclamos por alter ego o corrimiento de velo societario, se transferirán a un fideicomiso de liquidación, que seguramente continuará con esos reclamos en beneficio de los acreedores. El Plan y el informe revelando información de los Deudores (Disclosure Statement) están sujetos a negociación por parte de todas las partes interesadas.

Al haber presentado el Plan, los Deudores recibieron una extensión hasta el 18 de marzo de 2017 de su período de exclusividad para presentar un plan bajo el Capítulo 11. Ningún acreedor o tercera parte puede presentar un plan en competencia con el Plan presentado por los Deudores durante este “período de exclusividad”. Se ha fijado para el 17 de abril de 2017 una audiencia para que el Tribunal de Quiebras considere la aprobación del Acuerdo, y una audiencia para determinar si se aprueba el plan será convocada luego de ésta.

El caso se encuentra actualmente en período de “Discovery” (etapa procesal de producción de prueba).

Sujeta a ciertas excepciones bajo la Ley de Quiebras, en forma efectiva al momento de la Presentación del proceso del Capítulo 11 ante el Tribunal de Quiebras, la mayoría de las decisiones, así como las cuestiones relacionadas a los reclamos de los acreedores y acciones para el cobro de sus acreencias previas a la fecha de la Presentación se suspenden de manera automática (entre otras las correspondientes a los reclamos contra las Entidades de Maxus en la corte local de New Jersey relacionados con el litigio del Río Passaic, que se explican en el punto a.4.i) de la presente Nota).

### 27.a.3) Antecedentes de 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 indemnidad mencionada en el párrafo anterior y otras responsabilidades que se describen en el punto 27.a.4) determinaron que Maxus, TS y otras sociedades vinculadas con ellas presenten un proceso de reorganización bajo la Ley de Quiebras.

### 27.a.4) Asuntos a cargo de Maxus y TS

Se detallan a continuación las presuntas responsabilidades a cargo de los Deudores en su Presentación del proceso de reorganización, actualizadas hasta dicho momento, fecha en la cual YPF Holdings ha dejado de tener el control sobre las actividades relevantes de los Deudores (ver el punto b) de la presente Nota).

#### 27.a.4.i) 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.

- **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”).

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

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. Sin embargo, Occidental continúa siendo una parte firmante del AOC 2007 y su retiro del PGC no cambia sus obligaciones bajo el AOC 2007.

Como consecuencia de una Decisión Administrativa del año 2017, las 17 millas inferiores del Río Passaic desde su confluencia con la Bahía de Newark hasta la represa de Dundee se encuentran sujetas a un estudio de remediación (RI/FS) que se había anticipado estaría terminado en el año 2016; a continuación del cual la EPA iba proponer un plan de remediación sujeto a comentarios públicos. Esta área de 17 millas incluye las 8,3 millas del Río Passaic que se describen a continuación por separado en el contexto del Estudio de Factibilidad Focalizado y la Decisión Administrativa emitida por EPA. En marzo de 2016, la EPA señaló que no podía predecir con precisión los plazos para completar el informe de las 17 millas, y sugirió que la selección de un plan de remediación para las 17 millas inferiores del Río Passaic no ocurriría hasta el año 2017.

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 estimaba al 31 de diciembre de 2015 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 asumió 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 encontraría 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, Maxus carecía 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

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.

- **Acción de remoción próxima a Lister Avenue**

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.

El Estudio de Factibilidad Focalizado ("FFS") publicado el 11 de abril de 2014 establece que la Fase II de la acción de remoción se implementará de una manera consistente con el FFS. El 18 de septiembre de 2014 la EPA solicitó mediante escrito a Tierra Solutions, Inc. ("TS") presentar un plan de trabajo para llevar a cabo un muestreo adicional del área de la Fase II. El muestreo fue completado en el primer trimestre de 2015, y se preveía que TS presentaría los resultados validados ante la EPA durante el 2016.

- **Estudio de Factibilidad para la remediación ambiental de las 8,3 millas inferiores el Río Passaic – Record of Decision ("ROD")**

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 8,3 millas del tramo inferior del río Passaic aproximadamente, 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.

El 11 de abril de 2014 la EPA publicó 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; (iii) rellenado 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); y (iv) dragado focalizado con rellenado de 1 millón de yardas cúbicas.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

Con relación a los temas administrativos ambientales relacionados con las 8,3 millas del Río Passaic, con fecha 4 de marzo de 2016, la EPA emitió el ROD para las 8,3 millas inferiores del Río Passaic, parte del Diamond Alkali Superfund Site - Essex and Hudson Counties, New Jersey. El ROD dispone la elección de la denominada Alternativa 3 como remedio para remover los sedimentos contaminados por un costo de un valor actual estimado de US\$ 1.382 millones (valor presente estimado a una tasa del 7%).

El ROD requiere la remoción de 3,5 millones de yardas cúbicas de sedimentos de las 8,3 millas inferiores del Río Passaic a través del dragado de orilla a orilla con un rango aproximado de entre 5 a 30 pies de profundidad en el canal de navegación federal desde la milla 0 a la milla 1,7; y aproximadamente 2,5 pies de profundidad en el resto de los lugares de las 8,3 millas inferiores del Río Passaic. Una cobertura de dos pies de espesor será instalado sobre las áreas dragadas. Los sedimentos contaminados que sean dragados serán transportados a locaciones fuera del estado. La EPA estima que todo el proyecto demandará aproximadamente 11 años, incluyendo un año para negociaciones entre las partes potencialmente responsables, tres a cuatro años para el diseño del proyecto y seis años para su implementación.

Con fecha 31 de marzo de 2016, la EPA notificó a todas las partes potencialmente responsables, incluida Occidental, de las responsabilidades vinculadas con la zona de las 8,3 millas del Río Passaic correspondientes al ROD. En la misma nota, la EPA indicó que esperaba que Occidental (con quien Maxus tiene un litigio por indemnidad) liderara el diseño del plan de remediación y que enviaría una segunda carta con una propuesta de orden administrativa a tal efecto, la cual fue recibida por los abogados de Occidental, Maxus y TS con fecha 26 de abril de 2016.

A la fecha de Presentación de los Deudores en el proceso voluntario de reorganización/quiebra bajo el Capítulo 11, Occidental junto con Maxus y TS se encontraban en conversaciones con la EPA para definir su posible participación en una eventual negociación a fin de intervenir en el diseño del plan de remediación propuesto por la EPA teniendo en cuenta que el ROD ha identificado más de cien partes potencialmente responsables y ocho contaminantes objeto de preocupación ("contaminants of concern"), muchos de los cuales no fueron producidos en el Sitio Lister. A dicha fecha, Maxus se encontraba evaluando la situación derivada de la emisión del ROD por parte de la EPA, así como sus posteriores cartas asociadas.

### • Conclusión

Basado en (a) las incertidumbres identificadas por la Sociedad al 17 de junio de 2016, incluyendo pero no limitado a (i) el extraordinario volumen de materiales para los cuales no se han construido las tecnologías de tratamiento de sedimentos ni operado las mismas en los Estados Unidos en una escala similar a la capacidad necesaria que podría ser requerida para este proyecto; (ii) los resultados de los descubrimientos y/o pruebas a producirse; (iii) la cantidad y diversidad de contaminantes identificados en el ROD (furanos, PBCs, mercurio, DDT, dieldrina, el cobre, el plomo, los hidrocarburos aromáticos policíclicos y cierto tipos de dioxinas y DDT que no se producían en el sitio Lister), muchos de los cuales nunca estuvieron relacionados con el sitio Lister y/o que han sido generados por otras partes potencialmente responsables; (iv) la cantidad y diversidad de potenciales partes responsables (la EPA ha identificado más de 100 partes potencialmente responsables); (v) la alocaión final de los costos de remoción y remediación; (b) consulta con los asesores legales locales y externos; (c) los montos previamente incurridos y registrados por YPF Holdings en el área cubierta por el ROD, y (d) la limitación en la responsabilidad que le podría caer a YPF como accionista controlante indirecto de Maxus, no se ha registrado provisiones adicionales al 17 de junio de 2016.

### 27.a.4.ii) Asuntos Administrativos Ambientales relativos a las 17 millas inferiores del "Río Passaic" – Estudio de Factibilidad

#### • 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 RI/FS cuya finalización se anticipaba para el año 2015, seguido a lo cual EPA elegiría una acción de remediación que se hará pública a fin de recibir comentarios.

El CPG ("Partes del Grupo de Cooperación") presentó el proyecto borrador de RI/FS mencionado durante el primer semestre de 2015. Secciones independientes fueron presentadas en un período de nueve meses de febrero a octubre de 2015. El documento borrador del CGP ofrece potenciales alternativas de remediación (que comprende las 8 millas inferiores del Río Passaic) de la EPA. La EPA puede, o no, tener en cuenta este informe.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

### 27.a.4.iii) Otros Asuntos Administrativos Ambientales

Otros asuntos vinculados con la eventual responsabilidad de Maxus y TS incluyen las responsabilidades derivadas de: (a) una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey; (b) el sitio denominado Standard Chlorine Chemical Company Superfund Site; (c) una planta de procesamiento de cromato ferroso en Painesville, Ohio; (d) determinadas remociones de contaminantes ubicadas en Greens Bayou; (d) el sitio denominado "Milwaukee Solvay Coke & Gas" ubicado en Milwaukee, Wisconsin; (e) los sitios denominados "Black Leaf Chemical Site", Tuscaloosa Site, Malone Services Site, Central Chemical Company Superfund Site (Hagerstown, Maryland); (f) la acción de remediación en la denominada Milla 10.9.

### 27.a.5) 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, 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 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 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 ("Tracks") que totalizan nueve y que serán sometidas a juicios individuales. En la primera etapa se determinaría la responsabilidad y en la segunda etapa la extensión de los daños. Respecto de las sub-etapas corresponde destacar: (a) las sub-etapas I a III (Tracks I a III) corresponde a daños reclamados por los actores (Occidental y el Estado de New Jersey); (b) las sub-etapas IV a VII (Tracks IV a VII) corresponden a la responsabilidad por alter ego y transferencia fraudulenta respecto de Maxus de YPF y Repsol y a la responsabilidad de las terceras partes hacia Maxus; (c) la subetapa VIII (Track VIII) corresponde a los daños alegados por el Estado de New Jersey; (d) la subetapa IX (Track IX) corresponde al porcentaje de responsabilidad que le correspondería a Maxus por los costos de limpieza y remediación.

Específicamente la subetapa III (Track III) determinará la extensión de responsabilidad de Maxus por la operación del Sitio Lister y la subetapa IV (Track IV) determinará la eventual extensión de responsabilidad de YPF y Repsol respecto de los daños en el Sitio Lister (alter ego y transferencia fraudulentas).

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

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, 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 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 reconvenición 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 reconvenición 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

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. 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. Con fecha 24 de enero de 2014 Occidental apeló la aprobación del Acuerdo. 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. Occidental apeló la decisión del Juez Lombardi en cuanto homologó el Acuerdo, 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.

Con fecha 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

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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

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.

Asimismo, Repsol presentó una contra demanda contra Occidental alegando que el importe pagado por Repsol (US\$ 65 millones) en virtud del acuerdo arribado entre Repsol, YPF, YPF Holdings, Maxus y TS con el Estado de New Jersey (el "Acuerdo"), fueron pagados por daños causados por (a) Chemicals, por cuyos daños Occidental es responsable en virtud del acuerdo de compra/venta de acciones de 1986 (el "SPA") y/o (b) la conducta independiente de Occidental.

El 26 de marzo 2015 un nuevo juez fue designado para el caso (Hon. Gary Furnari).

El 15 de abril de 2015, Occidental presentó a Maxus una carta demandando indemnidad en virtud del SPA respecto de la contra demanda interpuesta por Repsol contra Occidental. El 28 de abril de 2015 Maxus contestó a Occidental reservándose todos los argumentos y defensas en relación con las provisiones de indemnidad del SPA.

Asimismo, las fechas del cronograma fueron modificadas a través del "Case Management Order XXVI" de fecha 9 de marzo de 2015 y del "Case Management Order XXVII" de fecha 1° de julio de 2015, por el cual el nuevo Juez extendió el vencimiento para completar todas las presentaciones hasta el 29 de enero de 2016, estableció un calendario según el cual el juicio sumario no se decidirá hasta fines de abril o principios de mayo de 2016, como muy pronto, e incluyó una disposición por la cual el juicio tendrá lugar en junio de 2016. Las declaraciones testimoniales de los testigos residentes dentro y fuera de los Estados Unidos comenzaron en diciembre de 2014 de acuerdo con el "Case Management Order XXV". Desde entonces, cerca de cuarenta testigos han declarado, incluyendo los representantes corporativos de todas las partes. Los temas explorados incluyen el Track IV (por el alter-ego y transferencias fraudulentas de activos) y el Track III (reclamos de indemnidad por parte de OCC a Maxus). Las declaraciones testimoniales de los testigos fueron completadas a mediados de octubre de 2015.

Sin perjuicio de la anterior, la Juez Especial autorizó a las partes presentar escritos, especificando cualquier cuestión respecto de la cual cada parte consideraba que el tribunal debería autorizar mociones para un juicio sumario temprano ("early summary judgement motions"). Las mociones que las partes presentaron, y las opiniones no vinculantes de la Juez Especial de fecha 14 de enero de 2016, se resumen a continuación:

- (a) YPF presentó una moción contra Occidental respecto de cuatro temas: i) el rechazo de los reclamos de Occidental por alter-ego que se basaron en la modalidad de financiamiento de la adquisición de las acciones de Maxus por YPF en el año 1995; ii) el rechazo de la porción de los reclamos de Occidental por alter-ego basadas en la transferencias de activos ocurridas entre los años 1995 y 1999; iii) el rechazo de los reclamos de Occidental basados en el supuesto "control" de YPF sobre las decisiones del directorio de Maxus en el año 1996 para vender sus subsidiarias de Bolivia y Venezuela a YPF International; y iv) el rechazo de la porción de los reclamos de Occidental por alter ego basados en la transferencia de las responsabilidades ambientales de Maxus a Tierra en 1996.

La Juez Especial recomendó el rechazo de la moción de YPF sobre la base de los siguientes argumentos: i) la prescripción aplicable a las transferencias fraudulentas no aplica para el caso de alegaciones de alter-ego; ii) para poder determinar responsabilidad por alter ego, es necesaria una amplia producción de prueba por lo que no resulta apropiado desestimar parte de los reclamos en esta instancia.

- (b) Occidental presentó una moción contra Maxus en relación con los reclamos de Occidental para recuperar la suma de US\$ 190 millones (más gastos) que fuera pagada por OCC al Estado de New Jersey en el acuerdo transaccional.

La Juez Especial recomendó que Maxus sea tenida como responsable por la totalidad de las obligaciones en el Lister Site, sin perjuicio de cualquier conducta de Occidental (incluyendo por tanto el período de tiempo en el que Occidental operó el Lister Site). En consecuencia, la Juez Especial recomendó otorgar la moción a Occidental sobre la base de los siguientes argumentos: i) el texto del Stock Purchase Agreement del año 1986 (entre Maxus y Occidental) no es ambiguo y por lo tanto Maxus está obligado a indemnizar a Occidental incluso por la conducta de Occidental en el Lister Site; y ii) la conducta de Occidental respecto del Lister Site no es inconsistente con la posición que Occidental asumió en el juicio. Sin perjuicio de ello, Occidental deberá aún acreditar la razonabilidad del monto de US\$ 190 millones acordado con el Estado de New Jersey por el que Maxus deberá eventualmente resultar responsable.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

Asimismo, Occidental presentó una moción contra Repsol por el reclamo que Repsol le realizó a Occidental para recuperar de Occidental el monto de US\$ 65 millones que Repsol pagó en el marco del Acuerdo Transaccional al Estado de New Jersey.

La Juez Especial recomendó rechazar la moción parcialmente con relación al reclamo de contribución (contribution claim) y recomendó otorgar la moción respecto del enriquecimiento sin causa de Repsol sobre los siguientes argumentos: i) los reclamos de Repsol son admisibles bajo la New Jersey Spill Act (ley de descargas a efluentes del Estado de New Jersey); y ii) demostrar la responsabilidad de Repsol bajo la New Jersey Spill Act no es un pre-requisito para recibir contribución de Occidental; iii) Repsol no es responsable frente a Occidental como alter ego de Maxus; iv) Occidental no recibió enriquecimiento sin causa cuando Repsol acordó con el Estado de New Jersey.

- (c) Repsol presentó una moción contra Occidental para que se desestimen los reclamos cruzados de Occidental i) en la medida que los reclamos de Occidental están basados en reclamos de “transferencias fraudulentas” que se encuentran prescriptos; ii) Occidental no puede probar que haya sufrido daños por un incumplimiento de Repsol; iii) Occidental no puede probar que Repsol haya causado un daño incluso si se acreditara un incumplimiento de Repsol, en tanto Occidental alega que Maxus se tornó insolvente antes de que Repsol adquiriera YPF en el año 1999 y iv) sobre la base de que Occidental ha fallado en correr el velo societario entre YPF y Repsol.

La Juez Especial recomendó otorgar la moción a Repsol sosteniendo que Occidental no pudo acreditar el corrimiento del velo societario entre YPF y Repsol y porque Occidental no alegó que YPF fuera insolvente.

- (d) Maxus presentó una moción contra Occidental para que se desestime el reclamo de daños presentado por Occidental con relación a los costos aún no incurridos por Occidental (costos de remediación futuros). YPF acompañó esta moción de Maxus.

La Juez Especial recomendó otorgar la moción sobre la base de que el pedido de Occidental para esta acción declarativa no tiene fundamentos por la incertidumbre sobre los costos futuros.

- (e) Por último, con relación a la ampliación realizada por Occidental de su reclamo contra YPF y Repsol respecto de una supuesta interferencia de estas partes con los derechos contractuales de Occidental bajo la indemnidad del Stock Purchase Agreement del año 1986 (entre Maxus y Occidental), la Juez Especial recomendó rechazarla sobre la base de que Occidental se demoró en agregar este reclamo habiendo tenido oportunidades para hacerlo con anterioridad.

Las partes apelaron las recomendaciones de la Juez Especial ante el juez Furnari el 16 de febrero de 2016.

El 5 de abril de 2016 el Juez denegó las mociones y adoptó las recomendaciones emitidas por la Juez Especial en su totalidad. El 18 de febrero de 2016, YPF solicitó permiso a la Juez Especial para presentar mociones adicionales de juicio sumario sosteniendo que Occidental no pudo demostrar como cuestión de puro derecho que durante la etapa Repsol: (1) YPF hubiera ejercido cualquier acto de dominación o control sobre Maxus que fuera el causa de cualquier injusticia sufrida por Occidental; (2) Occidental hubiera sufrido un daño por una acción de YPF sobre Maxus; y (3) YPF se hubiera beneficiado a costa de Occidental de los daños alegados causados por Repsol. Repsol y Occidental, cada uno por su parte, solicitaron permiso a la corte para presentar mociones de juicio sumario adicionales. Repsol solicitó autorización para recuperar de Occidental los US\$ 65 millones pagados por Repsol al Estado de New Jersey bajo el acuerdo del año 2013. Occidental solicitó autorización para recuperar de Maxus los US\$ 65 millones en el caso de que Repsol resulte victorioso en su moción de juicio sumario contra Occidental. El 7 de marzo de 2016 la Juez Especial denegó los pedidos de cada una de las partes a presentar mociones adicionales, indicando que las partes pueden presentar estos reclamos al momento del juicio propiamente dicho a través de las denominadas mociones “in limine”.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

Con fecha 25 de abril de 2016, las partes presentaron mociones solicitando autorización para presentar apelaciones interlocutorias y para una suspensión de los plazos durante el trámite de las apelaciones. Maxus presentó una moción para solicitar autorización para apelar la resolución que otorga a Occidental juicio sumario contra Maxus, en tanto encontró a Maxus responsable bajo el acuerdo de compraventa de acciones por todas las responsabilidades con relación a o que surjan del Sitio Lister, incluso si fueron causadas por la propia conducta de Occidental. YPF presentó una moción solicitando autorización para apelar la resolución que rechaza su moción de juicio sumario con el objeto de obtener un pronunciamiento que indique que Occidental no puede utilizar transferencias alegadas como fraudulentas cuya acción se encuentra caduca como fundamento de sus reclamos de alter ego contra YPF. Occidental presentó únicamente una moción solicitando autorización para apelar la resolución que otorgó a Repsol la moción de juicio sumario, por la cual se rechazaron todos los reclamos contra Repsol. Occidental no apeló las resoluciones: (a) que rechazaron el pedido de Occidental de presentar reclamos cruzados complementarios; (b) que rechazaron la moción de Occidental por reclamo de costos futuros; y (c) que rechazaron la moción de juicio sumario de Occidental que buscaba rechazar la acción fundada en la ley de descarga ("Spill Act") contra Occidental (todo ello, sin perjuicio de hacer reserva de apelar estas cuestiones con posterioridad al trial). El 24 de mayo de 2016, la Cámara de Apelaciones del Estado de New Jersey denegó todas las apelaciones interlocutorias.

El 5 de abril de 2016, el Juez emitió la Resolución para el manejo del caso XXVIII (Case Management Order XXVIII) estableciendo el 20 de junio de 2016 como la fecha para comenzar el juicio propiamente dicho, requiriendo a su vez que todas las mociones pre-juicio sean presentadas a la Juez Especial antes del 4 de mayo de 2016.

Sin embargo, todos los plazos procesales de este juicio han quedado suspendidos por la presentación de Maxus bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras, que se explica precedentemente.

El 20 de junio de 2016, Occidental presentó un pedido de cambio de tribunal competente (Notice of Removal of Claims) ante el Tribunal de Quiebras del Distrito de New Jersey, solicitando que las actuaciones correspondientes al Juicio del Río Passaic sean transferidas al Tribunal de Quiebras del Distrito de New Jersey. El 21 de junio de 2016, Occidental presentó una moción para transferir los reclamos remanentes del Juicio del Río Passaic desde el Tribunal de Quiebras del Distrito de New Jersey al Tribunal de Quiebras del Distrito de Delaware. El 28 de junio de 2016, el Tribunal de Quiebras del Distrito de New Jersey aceptó la moción para cambio de tribunal.

El 20 de julio de 2016, Repsol presentó una moción ante el Tribunal de Quiebras del Estado de Delaware para que sus reclamos cruzados (cross-claims) que tienen por objeto obtener una contribución de Occidental bajo la Ley de Descargas, fueran enviados nuevamente al Tribunal de New Jersey. El 15 de noviembre de 2016 el Tribunal de Quiebras de New Jersey concedió a Repsol la moción para el traslado de las actuaciones. El 29 de noviembre de 2016, Occidental presentó una moción solicitando aclaración o, alternativamente, para reconsideración de la orden que otorgó a Repsol la moción para reenviar el juicio. En la audiencia del 25 de enero de 2017, el Tribunal de Quiebras del Estado de Delaware denegó a Occidental la moción y permitió que los reclamos cruzados de Repsol puedan tramitar ante los tribunales de New Jersey.

### • Conclusión

Al 31 de diciembre de 2015, se había provisionado por todas las cuestiones relativas a los "Asuntos Ambientales relativos al Sitio Lister y Río Passaic" mencionadas precedentemente, un importe total de 2.665, el cual comprendía el costo de estudios, la estimación más razonable de las erogaciones en las que Maxus 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 ROD previamente mencionado, habiéndose 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 incluía cuestiones legales asociadas mencionadas precedentemente. Sin embargo, resultaba posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación adicionales o distintas a las consideradas, pudieran haber sido 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 hubieran diferido de los escenarios evaluados por Maxus podrían haber resultado en la necesidad de incurrir por parte de dicha sociedad en costos adicionales superiores a los oportunamente provisionados.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

Considerando la información disponible para Maxus al 31 de diciembre de 2015; 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 Dirección de la Sociedad no provisionó 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.

### 27.b) Aspectos contables

En relación con la Presentación de las Entidades de Maxus ante el Tribunal de Quiebras con fecha 17 de junio de 2016, tal como se describe detalladamente en la parte a) de la presente Nota, la Gerencia de la Sociedad considera que éste es un evento que requiere reconsiderar si la consolidación de dichas entidades continúa siendo apropiada. Para realizar este análisis, la Sociedad ha seguido los lineamientos establecidos en la NIIF 10 "Estados financieros consolidados" para reevaluar si mantiene el control sobre las actividades de las Entidades de Maxus. Este análisis, de acuerdo con lo establecido en la NIC 8, se complementó con los criterios establecidos con la Norma de Estados Unidos ASC 810 publicada por el Financial Accounting Standards Board, cuyos principios son consistentes con la NIIF 10 mencionada previamente, pero que tratan en forma más detallada las cuestiones relacionadas con la consolidación de entidades que ingresan en un proceso específico de reorganización bajo el Capítulo 11.

Generalmente, cuando una entidad se presenta para su reestructuración bajo el Capítulo 11 los accionistas pierden el poder para tomar las decisiones que tienen un impacto significativo en la performance económica de los negocios de las entidades porque ese poder se transfiere típicamente al Tribunal de Quiebras.

La presentación realizada por las Entidades de Maxus bajo el Capítulo 11, tiene efectos relevantes en los derechos que YPF Holdings tiene como accionista de dichas entidades dado que los Acreedores reemplazan a los Accionistas en su capacidad legal para presentar demandas derivadas contra los Directores por parte de las entidades por incumplimiento de sus obligaciones fiduciarias, ya que los Acreedores deben ser los principales beneficiarios de cualquier incremento de valor en dichas entidades. Sin embargo, cabe mencionar que YPF Holdings mantiene su derecho de designar los Directores de los Deudores a través de las Asambleas de Accionistas, a menos que el Tribunal de Quiebras ordene lo contrario. Adicionalmente, la presentación realizada en el Tribunal de Quiebras también tiene efectos sobre las responsabilidades y funciones del Directorio y Gerencia de las Entidades de Maxus. Cada una de las Entidades de Maxus se ha convertido en un "Deudor en Posesión", por lo que de acuerdo a la Ley de Quiebras, permanece en posesión de su propiedad y, sujeto a ciertas limitaciones, están autorizadas a llevar adelante el normal manejo de sus operaciones, a menos que el Tribunal de Quiebras ordene lo contrario. Sin embargo, durante el plazo que dure el proceso de reorganización, el Directorio de los Deudores no tiene discrecionalidad absoluta, dado que cualquier transacción "fuera del curso ordinario de los negocios" de los Deudores, tales como la venta de un activo significativo, la expansión de una línea de negocios que involucrara utilización de fondos importantes (o el compromiso a utilizarlos) o la constitución de préstamos u otra clase de financiación, estará sujeta a la aprobación del Tribunal de la Quiebra.

Asimismo, con fecha 8 de noviembre de 2016 las Entidades de Maxus modificaron sus estatutos a fin de otorgar mayor poder de decisión a los Directores independientes.

En consecuencia, debido a la presentación realizada bajo el Capítulo 11, YPF Holdings no está habilitado a tomar decisiones en forma unilateral, que pudieran afectar significativamente el negocio de los Deudores, tanto a nivel operativo como económico. Asimismo, los Deudores deben buscar la aprobación del Tribunal de Quiebras para las actividades comerciales habituales, si tales actividades podrían tener un efecto significativo en sus operaciones o en cualquiera de sus Grupos de Interés (Stakeholders).

Por lo expresado precedentemente, la Dirección de la Sociedad entiende que YPF Holdings a pesar de seguir manteniendo el 100% de la participación accionaria sobre las Entidades de Maxus, ha dejado de tener la capacidad de utilizar su poder sobre dichas entidades para influir significativamente en sus operaciones y resultados, condición necesaria establecida por la NIIF 10 para establecer la existencia de un control financiero efectivo y por ende, ha procedido a la desconsolidación de las inversiones en las Entidades de Maxus desde el 17 de junio de 2016.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

Según la ASC 810, esta pérdida de control puede involucrar una ganancia o pérdida para la sociedad controlante, dado que la sociedad controlante deberá remediar su interés no controlante a su valor razonable luego de proceder a la desconsolidación de los activos y pasivos de las entidades. También se ha considerado para su cálculo las obligaciones relacionadas con el proceso de reorganización asumida según se describen en la parte a) de la presente Nota. De esta manera, el Grupo ha reconocido una ganancia por 1.528 expuesta en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

Como consecuencia de la desconsolidación, el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2016 no es comparable con el emitido al 31 de diciembre de 2015. A ésta última fecha, los siguientes saldos de activos y pasivos se encontraban consolidados en relación con las Entidades de Maxus:

<b>Rubro</b>	<b>Saldos de los Deudores al 31/12/2015</b>
Activo no corriente .....	732
Activo corriente .....	416
Total del activo .....	1.148
Pasivo no corriente .....	3.966
Pasivo corriente .....	669
Total del pasivo .....	4.635
Total del pasivo y patrimonio neto .....	1.148

Asimismo, el estado de resultados integrales y el estado de flujo de efectivo al 31 de diciembre de 2016 no son comparables con los emitidos al 31 de diciembre 2015. A esta última fecha, los siguientes resultados y flujos de efectivo se encontraban consolidados en relación con las Entidades de Maxus:

<b>Rubro</b>	<b>Resultados de los Deudores al 31/12/2015</b>
Ingresos .....	197
Costos .....	(287)
Resultado bruto .....	(90)
Resultado operativo .....	(555)
Resultados financieros, netos .....	(15)
Resultado neto .....	(570)
Otros resultados integrales .....	(2)
Resultado integral .....	(572)

<b>Rubro</b>	<b>Flujos de efectivo de los Deudores al 31/12/2015</b>
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas .....	(186)
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión .....	(85)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación .....	-
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo .....	(271)

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES

### 28.a) Activos contingentes

- **Cerro Divisadero**

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, ubicado 59 km al sur de la ciudad de Malargüe. 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 tras el análisis de diversas opciones tecnológicas, en noviembre de 2015 se dio por finalizado el proceso de liquidación del siniestro, siendo la suma final acordada US\$ 122,5 millones, de los cuales US\$ 45,3 millones corresponden a daño material y US\$ 77,2 millones corresponden a pérdida de producción, habiendo recibido un anticipo de US\$ 60 millones.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, el Grupo ha registrado una ganancia de 1.165 en el estado de resultados integrales en los rubros "Otros resultados operativos, netos" y "Costos" en función de la naturaleza del concepto reclamado (daño material y pérdida de producción, respectivamente).

Durante el ejercicio 2016, el Grupo ha recibido el segundo y último cobro por US\$ 62,5 millones.

- **Refinería La Plata**

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.

Sobre la base de la documentación aportada a los liquidadores designados por las compañías reaseguradoras, y luego del análisis realizado por los mismos, el monto total de indemnización determinado por este siniestro ascendió a US\$ 615 millones, de los cuales US\$ 227 corresponden a daño material y US\$ 388 corresponden a lucro cesante. El período de indemnización por la pérdida de beneficio por este siniestro, se extendió hasta el 16 de enero de 2015. Los pagos del mismo se recibieron en forma gradual, US\$ 300 durante el último trimestre del 2013, US\$ 130 durante tercer trimestre el ejercicio 2014 y el saldo remanente de US\$ 185 durante el segundo trimestre del 2015.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, el Grupo ha registrado una ganancia de 523 y 2.041, que fueron registrados en el estado de resultados integrales en los rubros "Ingresos" y "Costos" en función de la naturaleza del concepto reclamado.

### 28.b) Pasivos contingentes

El Grupo posee las siguientes contingencias y reclamos, individualmente significativos, que en opinión de la Dirección de la Sociedad y de sus asesores legales, poseen perspectiva posible. En este orden, y sobre la base de la información disponible para el Grupo, 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, el Grupo no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible respecto a ciertas cuestiones descriptas a continuación:

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

### 28.b.1) Reclamos ambientales

- **Asociación Superficialarios de la Patagonia (“ASSUPA”)**

En agosto de 2003, ASSUPA demandó a dieciocho empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, a recomponer el daño ambiental colectivo supuestamente producido a partir de la actividad hidrocarburífera, en subsidio para que se constituya el fondo de restauración ambiental y se adopten las medidas que permitan evitar la producción de daños ambientales en el futuro. La actora pidió también la citación al Estado Nacional, al Consejo Federal del Medio Ambiente (“COFEMA”), a las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Mendoza y al Defensor del Pueblo de la Nación y solicitó como medida cautelar que las demandadas se abstuvieran de realizar actividades que afecten el medio ambiente. La citación del Defensor del Pueblo y la medida cautelar solicitada fueron rechazadas por la CSJN. YPF ha contestado la demanda solicitando su rechazo, oponiendo excepción de defecto legal y requiriendo la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1° de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y el Decreto N° 546/1993. La CSJN hizo lugar a la excepción de defecto legal y otorgó a los actores un plazo para subsanar los vicios de la demanda. Con fecha 26 de agosto de 2008, la CSJN resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas y el 23 de febrero de 2009 emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al COFEMA para que se presenten en la causa. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presente la totalidad de los terceros citados. A la fecha se presentaron la Provincia de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han opuesto excepción de incompetencia, la cual fue contestada por la actora.

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.

Adicionalmente cabe destacar que YPF ha tomado conocimiento, de otros tres reclamos judiciales iniciados por ASSUPA contra:

- Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge: El día 28 de diciembre de 2016 YPF fue notificada de la demanda. La fecha límite fijada para oponer excepciones previas es hasta el día 31 de mayo de 2017 y, para contestar demanda, hasta el día 30 de Junio de 2017. YPF contestará la demanda dentro del período fijado y llevará adelante todas las acciones necesarias para la debida defensa de sus derechos;
- Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca Austral: Se dispuso el trámite sumarísimo a la acción. Asimismo, el juzgado de primera instancia dictó una medida cautelar para informar a distintas entidades sobre la existencia del juicio y para que las demandadas aporten cierta información. YPF apeló la decisión y la Cámara de Apelaciones admitió parcialmente la apelación revocando la sentencia de primera instancia en cuanto ordenaba informar a distintas entidades sobre la existencia de este reclamo. En la misma resolución la Cámara de Apelaciones confirmó que los demandados tenían obligación de brindar cierta información pero declaró que YPF y los otros demandados ya habían cumplido con aquella obligación. Con fecha 2 de noviembre 2015 YPF fue notificada de la demanda. A raíz de una petición de YPF el juzgado dispuso con fecha 4 de noviembre 2015 la suspensión de los plazos procesales.
- Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Noroeste: Se dispuso el trámite ordinario a la acción. Con fecha 1° de diciembre de 2014, la Sociedad fue notificada de la demanda. Los plazos procesales fueron suspendidos en virtud de un requerimiento de la Sociedad. Posteriormente, con fecha 3 de mayo de 2016 se notificó nuevamente la demanda a YPF y se reanudaron los plazos para contestarla. Frente a ello la Sociedad presentó un escrito solicitando que se mantengan suspendidos los plazos hasta que la actora aclare si acompaña o no cierta prueba documental a la que hace mención en su demanda. El Juez hizo lugar al planteo de la Sociedad y suspendió nuevamente los plazos para contestar demanda.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

- **Dock Sud, Río Matanza, Riachuelo, Quilmes y Refinería Luján de Cuyo**

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:

- Dispuso que está a cargo de la Autoridad de Cuenca Matanza Riachuelo ("ACUMAR") (Ley N° 26.168) 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;
- 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 esa Corte.

Adicionalmente a lo mencionado en Nota 14.a.4), referida a reclamos ambientales en Quilmes, la Sociedad tiene otros reclamos judiciales y no judiciales activos en su contra, basados en argumentos similares.

Por otra parte, las tareas de monitoreo realizadas en forma rutinaria por YPF han permitido advertir cierto grado de afectación en el subsuelo correspondiente a las proximidades de la Refinería Luján de Cuyo, lo que ha motivado la ejecución de un programa de relevamiento, evaluación y remediación de pasivos que la Sociedad ha acordado con organismos de aplicación de la Provincia de Mendoza.

### 28.b.2) Reclamos contenciosos

- **Empresas Petersen Energía Inversora, S.A.U y Petersen Energía, S.A.U. (en conjunto, "Petersen")**

El 8 de abril 2015 Petersen, ex accionistas de YPF que poseían Acciones Clase D, presentaron una demanda contra la República Argentina e YPF en la Corte Federal de Distrito para el Distrito Sur de Nueva York. El litigio es llevado por el síndico del concurso de las empresas arriba referidas en virtud de un procedimiento de liquidación que se lleva a cabo en un Juzgado Mercantil en España. La demanda expone reclamos relativos a la expropiación de la participación mayoritaria de Repsol en YPF por la República Argentina en el año 2012, alegando que habría desencadenado la obligación por parte de la República Argentina de realizar una oferta de adquisición al resto de los accionistas. Los reclamos parecen estar basados, ante todo, en las alegaciones de que la expropiación violó las obligaciones contractuales en la oferta pública inicial de acciones de YPF y en los estatutos de la Sociedad y busca una compensación no especificada. YPF considera que el reclamo contra la Sociedad no tiene mérito y presentó su moción por desestimación de demanda el 8 de septiembre de 2015, fecha que se había fijado en razón de una extensión del plazo dispuesta por la Corte. Por su parte, Petersen presentó un escrito en oposición a la moción de YPF.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

Con fecha 20 de julio de 2016 se celebró una audiencia en la Corte en donde las partes pudieron exponer sus argumentos sobre la moción por desestimación, respondiendo las preguntas realizadas por la Jueza. Con fecha 9 de septiembre de 2016 la Corte Federal de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur de New York dictó una resolución por medio de la cual, en esta instancia preliminar, desestimó parcialmente el reclamo iniciado por Petersen contra YPF. La Sociedad apeló dicha resolución con el objeto de lograr, en esta instancia preliminar, el rechazo total de la demanda en su contra.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no existen elementos en poder de YPF que permitan cuantificar el posible impacto que este reclamo podría tener sobre la Sociedad.

- **Pedidos de quiebra promovidos por Pan American Sur S.A., Pan American Fuegoquina S.A. y Pan American Energy LLC Sucursal Argentina a Metrogas**

Con fecha 18 de septiembre de 2015 Metrogas tomó conocimiento de la existencia de pedidos de quiebra promovidos por Pan American Sur S.A., Pan American Fuegoquina S.A. y Pan American Energy LLC Sucursal Argentina, en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 26 Secretaría N° 51, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los pedidos de quiebras indicados han sido desistidos y por lo tanto, declarados como concluidos.

### 28.b.3) Reclamos en el ámbito de la CNDC

- **Reclamos a productores de gas natural**

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.

- **Reclamos por venta de gas oil a compañías de transporte público de pasajeros**

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 consistía 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 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

Con fecha 9 de diciembre de 2014 la Sala 1 de la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal de la ciudad de Buenos Aires dictó sentencia señalando que el asunto carece de objeto actual debido a los diversos cambios y modificaciones verificadas en el mercado de combustibles líquidos y sus diversos precios, por lo cual, consideró inoficioso un pronunciamiento del Tribunal con relación al acierto o no de la resolución apelada, ya que la misma carecería de efectos jurídicos sobre las partes en función a las modificaciones verificadas en dichos mercados. Razón por la cual se discontinuará en lo sucesivo la información relacionada con este asunto.

- **Reclamos por precios en la venta de combustibles**

Adicionalmente, el Grupo 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 Dirección de la Sociedad y de sus asesores legales, poseen perspectiva posible.

### 28.b.4) Reclamos fiscales

- **Controversia por la deducción del costo por abandono de pozos**

La Sociedad ha registrado consistentemente el costo por abandono de pozos de acuerdo al criterio detallado en la Nota 2.b.6) y, ante la inexistencia de un tratamiento específico de dicho tema en la ley de impuesto a las ganancias y su Decreto Reglamentario, ha deducido el cargo por costos de taponamiento de pozos en el cálculo de dicho impuesto, en base al criterio general de la norma para la deducción de gastos (criterio devengado). Sin embargo, esta interpretación ha sido objetada por la AFIP que admitiría su deducción una vez que el gasto ha sido realizado.

Si bien ambos consideran que es un gasto deducible, la discrepancia entre YPF y el Fisco se origina en el discernimiento que uno y otro formula del hecho sustancial generador de la obligación de taponar que, a su vez, es el que determina el momento u oportunidad de la deducción en el impuesto a las ganancias.

La AFIP entiende que la deducción de los gastos de taponamiento por abandono de pozos se debe diferir hasta la oportunidad en que el contribuyente proceda al taponamiento, una vez que los pozos han agotado su sustancia, en tanto considera al abandono del pozo como el hecho generador del devengamiento del gasto de taponamiento.

Por su parte, la Sociedad como así también otras empresas de la industria petrolera, entienden que el hecho sustancial generador del gasto de taponamiento por abandono de pozos lo constituye la mera perforación, en tanto con la perforación se concreta el impacto ambiental y, en consecuencia, a partir de ese momento nace la obligación de reparar dicho impacto (taponamiento). Asimismo, dicha obligación no se encuentra sujeta a condición alguna ya que no existe ningún hecho futuro o incierto al que se haya sujetado la misma pues el agotamiento inevitablemente ocurrirá. La Sociedad ha tomado conocimiento que controversias similares han sido planteadas por la AFIP a otras compañías de la industria petrolera.

En este sentido, en el mes de junio de 2016, la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos del MINEM, organismo competente para aclarar el origen de la obligación legal en la materia y en respuesta a una consulta de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos, se expidió en línea con la posición de las empresas y concluye que el hecho sustancial generador del gasto de taponamiento por abandono de pozos lo constituye la perforación.

Esta respuesta a la Cámara ha sido informada a la AFIP tanto por la propia Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos como por YPF pero, con distintos cuestionamientos la AFIP desconoció dicha posición y, con fecha 29 de diciembre de 2016, notificó a la Sociedad dos resoluciones determinativas ajustando el impuesto a las ganancias por los períodos fiscales 2005 a 2009, en las que se cuestiona el criterio seguido por la Sociedad.

La Sociedad ha presentado con fecha 20 de febrero de 2017 el correspondiente recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación por las determinaciones de oficio recibidas de la AFIP por los años 2005 a 2009, inclusive.

No obstante al avance de los procesos determinativos y de las fiscalizaciones en curso (e instancia de procesos judiciales de otras sociedades de la industria), la Sociedad, basada en su opinión y en la de sus asesores externos, considera que tiene sólidos argumentos de defensa del criterio adoptado. El monto de la controversia de los años reclamados por la AFIP asciende a un total de 3.639 considerando capital e intereses.

Asimismo, existen períodos no revisados por la AFIP, los cuales en caso de obtener una resolución desfavorable, tendrían un efecto adverso significativo en la situación económica y financiera de la Sociedad.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

- **Controversia por derechos aduaneros**

Durante los años 2006 a 2009, las delegaciones de la Dirección General de Aduanas en Neuquén, Comodoro Rivadavia y Puerto Deseado informaron a la Sociedad que se han iniciado determinados procedimientos sumarios en su contra, sobre la base de presuntas declaraciones formales erróneas sobre compromisos de entregas de petróleo crudo a futuro en los permisos de carga presentados ante esas agencias, tanto por períodos anteriores como posteriores a la existencia de los derechos de exportación, y simplemente consignando la diferencia entre el precio contractual declarado y el precio vigente al momento de la exportación, aplicando multas en los términos del Código Aduanero

La aduana puede cuestionar si el precio pactado por la Sociedad y declarado en el permiso de embarque es la medida adecuada para pagar los derechos de exportación. Sin embargo, la Sociedad entiende que no cabe reproche infraccional por declarar el precio de la operación. Adicionalmente, desde su existencia, YPF paga los derechos de exportación, sobre el valor de mercado del crudo.

Los sumarios agotaron la instancia administrativa ante la Aduana y se encuentran en su totalidad recurridos ante el Tribunal Fiscal de la Nación. Con fecha 3 de marzo de 2017, la Sociedad ha sido notificada de una sentencia adversa del Tribunal Fiscal de la Nación sobre el criterio empleado, la que refiere a operaciones de entregas de petróleo a futuro del año 1998 donde se aplicaron multas del artículo 954 inciso c) del Código Aduanero por aproximadamente 11 por exportaciones en períodos anteriores a la existencia de los derechos de exportación. La Sociedad procederá a apelar en tiempo y forma la sentencia del Tribunal Fiscal ante la Cámara de Apelaciones, la que tiene efectos suspensivos en tanto refiere a sanciones, las que solo se deberán ingresar ante una sentencia definitiva, en su caso, ante la eventualidad de llegar a la CSJN y esta confirme la posición de la Aduana.

Respecto del monto total reclamado en los sumarios, la contingencia ascendería a aproximadamente 1.200.

No obstante al avance de este proceso, la Sociedad, basada en su opinión y en la de sus asesores externos, considera que el reclamo no tiene fundamento legal y que tiene sólidos argumentos de defensa del criterio adoptado en la controversia mencionada precedentemente.

### 28.b.5) Otras causas

Asimismo, existen otras causas laborales, civiles y comerciales en las que el Grupo es demandado 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 Dirección de la Sociedad, en base a los elementos de juicio disponibles a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, ha considerado que constituyen contingencias posibles.

## 29. COMPROMISOS CONTRACTUALES

### 29.a) 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; y se comprometió, entre otras cosas, a definir un programa de erogaciones e inversiones de US\$ 8.000 millones en la Provincia de Neuquén, desde el año 2000 hasta el 2017 y a abonar a la Provincia de Neuquén el 5% del flujo de fondos neto proveniente de la concesión, durante cada año del plazo de la prórroga. Las obligaciones mencionadas fueron alcanzadas por la normativa económica establecida en la Ley de Emergencia Pública.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

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 Área 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) realizar una inversión de US\$ 1.000 millones dentro del término de 18 meses a partir del 16 de julio de 2013; y vi) priorizar la contratación de mano de obra, proveedores y servicios radicados en Neuquén.

### • 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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

### • 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 Aguaragüe, 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

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 UT de realizar los siguientes pagos y aportes: (i) Pago de US\$ 18 millones en concepto de Bono de Reparación Histórica (ii) Pago de Bono de Compensación equivalente a un 4% fijo sobre la producción de gas y petróleo desde el año 2013 (el cálculo se realiza como una regalía adicional); (iii) realizar gastos e inversiones relacionados con cuidado y protección del medio ambiente; (iv) mantener un número mínimo de equipos de perforación y work-over en actividad; (v) luego de vencidos los 10 primeros años de prórroga, se prevé la adquisición de un 10% de participación en las Concesiones de explotación por parte de Petrominera S.E.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

Asimismo, el 26 de diciembre de 2013, YPF suscribió con la Provincia de Chubut un Acuerdo para la extensión del plazo de duración original de las Concesiones de Explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. El Acuerdo de Extensión 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 UT asociadas a las mismas.

### • 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 Medanita", "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) "Estación Fernández Oro", en la cual YSUR Energía Argentina S.R.L. es titular del 100%, hasta el 16 de agosto de 2026; y (iv) "El Santiagueño" en la cual YSUR Petrolera Argentina S.A. 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 millones en concepto de Bono Fijo, (ii) aportes al desarrollo social y fortalecimiento institucional por un monto de US\$ 9,2 millones, (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.

### • 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.

### • Estado Nacional

El Poder Ejecutivo Nacional mediante Decisión Administrativa No. 1/2016, publicado el 8 de enero de 2016, extendió el término de la concesión de explotación en el área de Magallanes por la porción correspondiente al Estado Nacional, a partir del 14 de noviembre de 2017, por un período de 10 años, de conformidad con el Artículo 35 de la ley 17.319.

La Decisión Administrativa No. 1/2016 establece los siguientes términos y condiciones: (i) aprueba el plan de inversiones (ii) establece el pago de US\$ 12,5 millones en concepto de bono de extensión, que ha sido recurrido por YPF en cuanto a su cálculo sin definición a la fecha, y (iii) el pago de un 15 % de regalías sobre la producción de hidrocarburos conforme el Artículo 59 de la Ley No. 27.007.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

### 29.b) Acuerdos de proyectos de inversión

- **Acuerdos para el desarrollo de áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana**

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 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, y los acuerdos complementarios incluyendo el contrato constitutivo de la UT y el Acuerdo de Operación Conjunta para la operación de Loma Campana 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 los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014.

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 Área Loma Campana, 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 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 2 equipos de perforación en el área mencionada, y se extraen más de 19 mil barriles equivalentes de petróleo diarios al porcentaje de participación.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

Durante los ejercicios 2016, 2015 y 2014 YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de gas y crudo por parte de YPF por 5.912, 3.556 y 2.311, 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 2016, 2015 y 2014 asciende a 544, 553 y 837, respectivamente.

- **Acuerdos para el desarrollo del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Nambuenena**

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 – Nambuenena, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron. La inversión se desembolsará en dos etapas.

A tal efecto, la Sociedad y Chevron suscribieron los contratos necesarios para instrumentar la cesión a favor de Compañía de Desarrollo No Convencional S.R.L. (“CDNC”) a) del 50% de la participación en el Área del Proyecto de Exploración Nambuenena; y b) del 7% del interés legal de la Concesión de Explotación de Chihuido de la Sierra Negra en Neuquén y Mendoza. No obstante, los derechos contractuales de Chevron se limitan al Área Nambuenena, ya que el 100% de la producción convencional y reservas fuera del área del Proyecto y del Yacimiento Desfiladero Bayo permanecerán como propiedad de YPF. Con fecha 29 de mayo de 2015 se produjo el cierre de la primera fase del Acuerdo, habiéndose perfeccionado las cesiones. Actualmente se encuentran perforados y completados 3 pozos verticales y 1 horizontal.

Luego de evaluar los resultados de las actividades exploratorias se especificará el plan a seguir. En junio del 2017, Chevron definirá si continúa en el proyecto para ejecutar la segunda fase que consistiría en la perforación y terminación de 4 pozos horizontales en el período 2018 – 2019. La Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CDNC, pero dado que en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes de CDNC ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en CDNC. Consecuentemente, según lo requerido por las NIIF, la Sociedad ha valuado su participación en CDNC al costo, el cual no es significativo, y no ha registrado resultado alguno por la mencionada participación durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014.

- **Acuerdos para el desarrollo del área El Orejano**

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 aportó 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.

Con fecha 22 de octubre de 2015, ambas partes acordaron una Adenda que contempla, entre otras cuestiones: (i) La ampliación del monto a desembolsar por Dow, que se incrementa en US\$ 60 millones, totalizando un monto de US\$ 180 millones, a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, a los mismos fines y efectos que los anteriores desembolsos, y (ii) La prórroga del plazo dentro del cual Dow podrá ejercer la opción de conversión, extendiéndolo hasta el 18 de diciembre de 2015. Con fecha 30 de octubre de 2015, la Sociedad recibió los montos adicionales comprometidos.

Con fecha 15 de diciembre de 2015, Dow ejerció la opción de conversión prevista en el Acuerdo, por lo que YPF ha cedido el 50% de su participación en la concesión de explotación del área “El Orejano”, la cual comprende una extensión total de 45 km<sup>2</sup>, en la provincia del Neuquén.

Asimismo, las partes han constituido una UT para la exploración, evaluación, explotación y desarrollo de hidrocarburos en el área “El Orejano”, la que entró en vigencia el 1° de enero de 2016 y en la cual Dow e YPF poseen el 50% de participación cada una.

Al 31 de diciembre de 2016 se encuentran perforados 33 pozos de los cuales 25 pozos están completados.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

- **Acuerdos para el desarrollo del área Rincón del Mangrullo**

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 la primer fase de esta 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.

La segunda fase de inversiones contempla una inversión de US\$ 70 millones para la perforación de 15 pozos.

Al 31 de diciembre de 2015, se han completado la primera y segunda fase.

Con fecha 26 de mayo de 2015 se firmó un acuerdo complementario (la "Enmienda") al acuerdo de inversión firmado con fecha 6 de noviembre de 2013. La Enmienda establece una participación del 50% de cada una de las partes en la totalidad de la producción, costos e inversiones para el desarrollo del Área con efecto retroactivo al 1° de enero de 2015, quedando excluidas del acuerdo únicamente las formaciones Vaca Muerta y Quintuco. Cabe aclarar que con fecha 14 de julio de 2015, se dio cumplimiento a las condiciones necesarias para la entrada en vigencia de la mencionada Enmienda.

Dichas inversiones incluyen instalaciones de superficie en el Área por US\$ 150 millones, entre las que se encuentra la primera etapa de ampliación de las instalaciones de tratamiento, llevando la capacidad actual de 2 a 4 millones de metros cúbicos por día para permitir el acondicionamiento y la evacuación de la producción futura del bloque. Asimismo, la Enmienda contempla la ampliación del compromiso de inversión de Petrolera Pampa en una tercera fase de inversión de US\$ 22,5 millones, destinados a la perforación de pozos adicionales con objetivo a la Formación Mulichinco. Esta tercera fase se ha iniciado el 1° Julio de 2016, cumplimentándose al 31 de diciembre de 2016 el total del desembolso acordado de US\$ 15 millones para el presente ejercicio, restando para el año siguiente un desembolso de US\$ 7,5 millones.

Adicionalmente, la Enmienda incorpora un programa exploratorio con la Formación Lajas como objetivo, para el período 2015-2016. Al 31 de diciembre de 2016, el pozo exploratorio perforado durante el 2015, se encuentra en ensayo extendido. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, YPF y Petrolera Pampa se encuentran definiendo las coordenadas del segundo pozo exploratorio de la etapa 1 a perforarse durante el 2017. De acuerdo a los resultados obtenidos, Pampa podrá optar por continuar con una segunda etapa de inversión con el mismo objetivo.

- **Acuerdos para el desarrollo del área La Amarga Chica**

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. Con fecha 10 de mayo de 2015, se dio cumplimiento a las condiciones necesarias para la entrada en vigencia del Plan Piloto en el transcurso del año 2015. El Acuerdo prevé que ambas compañías evaluarán ampliar la asociación estratégica a otras áreas exploratorias con potencial para recursos no convencionales.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

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 UT; c) Acuerdo de Operación Conjunta; 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.

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 23 de noviembre de 2016 PEPASA e YPF ratificaron la continuidad del proyecto que ambas compañías desarrollan en el área La Amarga Chica, provincia del Neuquén.

Para esta nueva etapa, ambas compañías contemplan la perforación de 10 pozos horizontales y la finalización y construcción de nuevas obras e instalaciones para transportar la producción de shale oil que se obtiene en el yacimiento. El compromiso de inversión conjunta en esta nueva fase asciende a los US\$ 192,5 millones.

Al 31 de diciembre de 2016, se encuentran perforados 9 pozos, 2 verticales y 7 horizontales.

- **Subdivisión del Bloque Bandurria - Neuquén**

Con fecha 16 de julio de 2015, la Provincia de Neuquén, mediante el dictado de los decretos 1536/2015 y 1541/2015 aprobó la subdivisión del bloque Bandurria (465,5 km<sup>2</sup>) otorgando el 100% del área denominada "Bandurria Norte" (107 km<sup>2</sup>) a Wintershall Energía S.A., el 100% del área denominada "Bandurria Centro" (130 km<sup>2</sup>) a Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina) y el 100% del área denominada "Bandurria Sur" (228,5 km<sup>2</sup>) a YPF, otorgándosele a YPF una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos sobre el área Bandurria Sur, con una vigencia de 35 años, habiéndose asumido el compromiso de un piloto a ser realizado en el plazo de 3 años con una inversión asociada de US\$ 360 millones.

- **Otorgamiento de concesión de explotación en el bloque Lindero Atravesado - Neuquén**

Con fecha 10 de julio de 2015, la Provincia de Neuquén acordó otorgar a ambos socios Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina) e YPF en función de sus porcentajes de participación (62,5% y 37,5%, respectivamente) en la UT "Lindero Atravesado", una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos por el término de 35 años de acuerdo a lo dispuesto por los artículos 27 bis, 35(b) y concordantes de la Ley 17.319 y su modificatoria 27.007. Como condición del otorgamiento de dicha concesión, los concesionarios se comprometen a llevar adelante un programa Piloto de Desarrollo No Convencional de tight gas en un plazo no mayor a 4 años contado a partir del 1° de enero de 2015, el cual contará con una inversión de US\$ 590 millones. Con fecha 16 de julio de 2015, este acuerdo fue aprobado bajo Decreto 1540/2015 emitido por la Provincia de Neuquén.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

- **Extensión del contrato de UT del área Magallanes**

Con fecha 17 de noviembre de 2014, Enap Sipetrol Argentina S.A. (“ENAP”) realizó una oferta a YPF, que YPF aceptó, en virtud de la cual se extendieron los derechos y obligaciones de ENAP en el Contrato de UT del área Magallanes, hasta la finalización de la extensión de la concesión, manteniendo ENAP el 50% de participación y continuando como Operador. La concesión del área incluye tres jurisdicciones: Santa Cruz, Estado Nacional y Tierra del Fuego (a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, han sido extendidas las concesiones de las dos primeras). Como contraprestación por dicha extensión, ENAP acordó pagar a YPF, o invertir en la UT por cuenta y orden de YPF, la suma de US\$ 100 millones, sujeto a ciertas condiciones. El Acuerdo establece además, la obligación de acordar lo que denominan el “Proyecto Incremental” antes del 15 de septiembre de 2015. El Proyecto Incremental fue aprobado en un comité operativo en fecha 10 de septiembre de 2015 y fue ratificada su aprobación por parte de YPF en fecha 20 de octubre de 2015. Sin perjuicio de ello, ENAP tiene el derecho de retirarse en cualquier momento del Proyecto Incremental, sin derecho a compensación o devolución alguna, incluyendo la Contraprestación y las regalías que hubiera pagado hasta el momento de la terminación.

- **Acuerdo celebrado entre YPF y Pampa Energía S.A.**

El acuerdo celebrado entre YPF y Pampa Energía S.A. respecto de las adquisiciones de las áreas Río Neuquén y Aguada de la Arena se describe en la Nota 3.

- **Acuerdo celebrado entre YPF y su subsidiaria YSUR Energía Argentina S.R.L., la Provincia del Neuquén y Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (“GyP”)**

Con fecha 17 de octubre de 2016, YPF y su subsidiaria YSUR Energía Argentina S.R.L., la Provincia del Neuquén y GyP, han suscripto un acuerdo mediante el cual en el marco de las Leyes N° 17.319, 24.145, 26.197, 26.741 y 27.007 y demás legislación vigente aplicable a la materia, han acordado, con la posterior aprobación del Acuerdo mediante el Decreto N° 1431/2016 del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén y la ratificación por Ley Provincial 3030/2016, lo siguiente:

- En relación a las áreas “Pampa de las Yeguas I” y “La Ribera I y II”, la reconversión de los contratos con GyP en concesiones de explotación con objetivo no convencional sin participación de GyP, con el plazo asociado de 35 años, en los términos de la Ley N° 27.007. El compromiso total de inversión de YPF y sus socios asociado al otorgamiento de las concesiones antes mencionadas asciende a US\$ 220 millones, de los cuales US\$ 170 millones corresponden a la participación de YPF.
- En relación a las áreas “La Amarga Chica”, “Bajada de Añelo” y “Bandurria Sur”, la extensión de los plazos para la ejecución de los pilotos hasta el plazo máximo de 5 años conferido en virtud de la Ley N° 27.007.
- En relación a las áreas “Aguada de Castro”, “Bajo del Toro”, “Cerro Arena”, “Cerro Las Minas”, “Chasquivil”, “Las Tacanas”, “Loma del Molle”, “Pampa de las Yeguas II” y “Salinas del Huitrín”, la reconversión de los contratos con GyP en permisos de exploración con objetivo no convencional sin participación de GyP, con el plazo asociado de 4 años, en los términos de la Ley N° 27.007, restituyéndose parcialmente superficie en algunas de las áreas mencionadas. El compromiso total de actividad asociado al otorgamiento de los permisos antes mencionados implicará una inversión de YPF y sus socios estimada en US\$ 232 millones, de los cuales US\$ 155 millones corresponden a la participación de YPF.
- Por último, se restituye el total de su participación a GyP en las áreas “Cerro Avispa”, “Cerro Partido”, “Loma del Mojón”, “Los Candeleros”, “Santo Domingo I”, “Santo Domingo II”, “Cortadera”, “Huacalera”, “Buta Ranquil I”, “Buta Ranquil II”, “Rio Barrancas”, “Chapúa Este”, “Corralera” y “Mata Mora”.
- Como contraprestación por el otorgamiento de los permisos, concesiones y extensión de los plazos para la ejecución de los pilotos, que YPF pague a la Provincia la suma de US\$ 30 millones, monto que será restituido parcialmente a YPF por los socios.

Con fecha 25 de noviembre de 2016 se emitieron los Decretos 1732/2016 y 1733/2016 que otorgan los permisos de exploración, las concesiones de explotación y la extensión de los plazos contemplados en el Acuerdo.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



## 29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

### 29.c) Compromisos contractuales

El Grupo 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, el Grupo 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, el Grupo se ha comprometido a realizar inversiones y exportar gas para temporalmente importar determinados productos finales. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo está llevando a cabo las actividades de acuerdo a los compromisos acordados mencionados anteriormente. En la medida que el Grupo no pueda dar cumplimiento a los compromisos asumidos, podrá ser sujeto de reclamos significativos, sujeto a las defensas que el Grupo pueda tener.

El Grupo se encuentra comprometido con terceras partes a través de contratos comerciales a comprar bienes y servicios (tales como gas licuado de petróleo, electricidad, gas, petróleo y vapor) que al 31 de diciembre de 2016 ascienden a aproximadamente 24.872. En adición a los compromisos por extensión de concesiones previamente mencionados, existen compromisos exploratorios y compromisos de inversión y gastos hasta la finalización de algunas de las concesiones que ascienden a 231.384 al 31 de diciembre de 2016.

### 29.d) Compromisos de arrendamientos operativos

Al 31 de diciembre de 2016, los principales contratos en los que el Grupo 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 2016, 2015 y 2014 ascendieron a aproximadamente 7.612, 7.364 y 5.438 respectivamente, correspondiendo 1.698, 746 y 1.737 a pagos mínimos y 5.914, 6.618 y 3.701 a cuotas contingentes y han sido imputados a las líneas "Alquileres de inmuebles y equipos" y "Contrataciones de obra y otros servicios" en el estado de resultados consolidados.

Al 31 de diciembre de 2016, los pagos futuros estimados relacionados con estos contratos son:

	Hasta 1 año	De 1 a 5 años	A partir del 6° año
Pagos futuros estimados .....	4.136	7.946	290

### 29.e) Garantías otorgadas

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo ha emitido cartas de crédito por un valor aproximado de US\$ 7 millones para garantizar ciertas obligaciones ambientales, y garantías por un valor aproximado de US\$ 243 millones para garantizar el cumplimiento de contratos.

Adicionalmente, ver Nota 29.b) para una descripción de la transacción celebrada con Chevron; y ver Nota 16 para una descripción de los préstamos financieros y obligaciones negociables garantizados con flujos de fondos.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS

#### 30.a) 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 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, 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.
- 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, 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.

#### 30.b) Régimen de Soberanía Hidrocarburífera – Decreto N° 1.277/2012

Con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto N° 1.277/2012 reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. Entre otros, el decreto mencionado establece: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”) quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda.

Asimismo, deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo: a) su plan de inversiones en exploración; b) su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y c) su plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas, el cual será analizado por la Comisión; la Comisión adoptará las medidas de promoción, fomento y coordinación que estime necesarias para el desarrollo de nuevas refinерías en el Territorio Nacional, que permitan garantizar el crecimiento de la capacidad de procesamiento local de acuerdo a las metas y exigencias del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; en materia de precios, y según lo dispone el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecerá los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicará precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

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° 1.055/1989, 1.212/1989 y 1.589/1989 (los “Decretos de Desregulación”) que establecían, entre otras cuestiones, el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos.

Con fecha 29 de diciembre de 2015, el PEN dictó el decreto 272/2015 por el cual se resolvió la disolución de la Comisión y el Reglamento dictado para su funcionamiento; disponiendo asimismo que las competencias asignadas a la mencionada Comisión sean ejercidas por el MINEM.

#### 30.c) 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° 1.277/2012 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 millones 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 a US\$ 250 millones). 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 millón 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, tengan 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 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

#### 30.d) Regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos

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 US\$/bbl). Dicho régimen establecía una alícuota general nominal del 1%, en la medida que el PI estuviera por debajo de 71 US\$/bbl. Adicionalmente, la Resolución establecía 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 cobraba un valor máximo de aproximadamente US\$ 70 por barril exportado, dependiendo de la calidad de crudo vendido. Asimismo, la Resolución establecía alícuotas variables crecientes de retención para las exportaciones de gasoil, naftas, lubricantes y otros derivados del petróleo cuando el PI superaba 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 elevaba 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 establecía un sistema de retenciones variables para el gas licuado de petróleo similar al que establecía la Resolución N° 394/2007. En febrero de 2015, la Resolución 60/2015 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas modificó los valores de referencia de la Resolución N° 127/2008, llevando además la alícuota del derecho de exportación del 45% al 1% si el PI fuera inferior al valor de referencia.

No obstante lo mencionado precedentemente, al vencimiento de los 5 años estipulados en la Ley 26.732, el cual operó el 7 de enero de 2017, no se ha prorrogado el derecho a la exportación de hidrocarburos creado por el artículo 6° de la Ley N° 25.561.

#### 30.e) Requerimientos regulatorios de hidrocarburos líquidos

- La Resolución SE N° 1.679/2004 reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto del Poder Ejecutivo N° 645/2002, 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° 645/2002, 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° 1.679/2004; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario para obtener autorización para exportar los productos incluidos bajo el Decreto N° 645/2002.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

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° 168/2004 requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la Secretaría de Energía, demostrando que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de venta de GLP en el mercado local y ésta fue rechazada.
- En enero de 2008, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 14/2008, mediante la cual se ordenó a las compañías refinadoras optimizar su producción con el objetivo de obtener los máximos volúmenes de acuerdo con su capacidad.
- El 26 de enero de 2012, la Secretaría de Comercio Interior dictó la Resolución 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.

Con fecha 9 de diciembre de 2014 la Sala 1 de la mencionada Cámara dictó sentencia señalando que el asunto carece de objeto actual debido a los diversos cambios y modificaciones verificadas en el mercado de combustibles líquidos y sus diversos precios, por lo cual, consideró inoficioso un pronunciamiento del Tribunal con relación al acierto o no de la resolución apelada, ya que la misma carecería de efectos jurídicos sobre las partes en función a las modificaciones verificadas en dichos mercados. Razón por la cual se discontinuará en lo sucesivo la información relacionada con este asunto.

- El 13 de marzo de 2012 YPF fue notificada de la Resolución N° 17/2012, dictada por la Secretaría de Comercio Interior del ex-Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, mediante la cual se ordenó a YPF, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

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.

En diciembre de 2015 la CSJN dictó sentencia haciendo lugar al recurso interpuesto por el Estado Nacional. De este modo, la CSJN confirmó la competencia de la Secretaría de Comercio para dictar medidas cautelares administrativas del artículo 35 de la ley 25.156. Adicionalmente ordenó que se devuelvan los actos “al tribunal de origen para que, por quien corresponda” se dicte un nuevo pronunciamiento en base a lo decidido. En consecuencia, la Cámara Federal deberá dictar un nuevo pronunciamiento sobre la legalidad o no de la Resolución 17/2012 en base a los demás fundamentos esgrimidos oportunamente por YPF sobre el fondo de la cuestión.

Con fecha 20 de febrero de 2017, YPF recibió la notificación de la Resolución de Secretaría de Comercio Interior la cual dispuso el archivo del expediente administrativo en función al dictamen previo emitido por la CNDC en igual sentido en razón de haberse concluido que la conducta de YPF SA no resultó violatoria de la ley 25.156 y no existir en consecuencia afectación al interés general. Razón por la cual se discontinuará en lo sucesivo la información relacionada con este asunto.

- 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.

#### 30.f) Programas de incentivo a la producción y refinación de hidrocarburos líquidos

- **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.

Mediante el Decreto N° 1330/2015 de fecha 6 de julio de 2015 se dispuso dejar sin efecto el Programa “Petróleo Plus” creado por el Decreto N° 2.014 de fecha 25 de noviembre de 2008.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **Programa de estímulo a la producción de crudo**

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 para el año 2015, 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.

### 30.g) Requerimientos regulatorios de gas natural

- **Mecanismos de asignación de la demanda de gas natural**

En adición a las regulaciones que afectan al mercado de gas natural mencionadas en la sección “Reclamos derivados de restricciones en el mercado de gas natural” de la Nota 14, con fecha 14 de junio de 2007, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 599/2007 (la “Resolución”) que homologó el acuerdo con productores de gas natural para el suministro de gas natural al mercado interno desde el año 2007 hasta el año 2011 (el “Acuerdo 2007-2011”). El objeto del Acuerdo 2007-2011 es garantizar el normal abastecimiento del mercado interno de gas natural durante el período comprendido entre 2007 y 2011, tomando en consideración los consumos del año 2006 y el crecimiento del consumo de usuarios residenciales y pequeños clientes comerciales (“la Demanda Prioritaria”). De acuerdo a la Resolución, los Productores firmantes del Acuerdo 2007-2011 se comprometen a abastecer parte de la Demanda Prioritaria en base a ciertos porcentajes determinados por cada productor en función de su participación en la producción durante el período de 36 meses anteriores a abril de 2004. En caso de faltantes para el abastecimiento de la Demanda Prioritaria, los volúmenes destinados a exportación de aquellos productores que no hayan suscripto el acuerdo serán los primeros redireccionados para completar el faltante mencionado. El Acuerdo 2007-2011, también establece el plazo de contractualización, y demás pautas, procedimientos y precios para los consumos de la Demanda Prioritaria. Considerando que la Resolución prevé la continuidad de las herramientas regulatorias de afectación de exportaciones, YPF recurrió la misma y aclaró expresamente que la firma del Acuerdo 2007-2011 no significaba el reconocimiento de la validez de dicha normativa. Con fecha 22 de junio de 2007, la Dirección Nacional de Hidrocarburos informó la obtención de un nivel de suscripción suficiente del Acuerdo 2007-2011.

Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

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 detruido de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas. Así, este procedimiento impone una obligación "solidaria" de suministro a todos los productores en caso de una inyección deficiente de un productor. La Sociedad ha recurrido la validez de la Resolución N° 1410/2010. Con fecha 9 de diciembre de 2015 el ENARGAS rechazó la impugnación de YPF a la Resolución N° 1410/2010.

- **Fondo Fiduciario para financiar importaciones de gas natural**

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° 1982/2011, 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° 1991/2011, 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. Por su parte YPF ha impugnado estas Resoluciones y ha rechazado la facturación del cargo efectuada por 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 CSJN 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".

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

En particular, la aplicación del cargo tarifario mencionado hubiera producido un impacto tan significativo en las operaciones de Mega, que de no resolverse favorablemente, Mega hubiera tenido en el futuro serias dificultades para continuar con su actividad. Con fecha 27 de octubre de 2015 la CSJN dictó sentencia en la acción de amparo iniciada por Mega (período hasta el dictado de la ley de presupuesto del año 2013 N° 26.784), disponiendo la inconstitucionalidad del cargo "Decreto 2067/08" y que el mismo no es aplicable a Mega.

Con fecha 1° de abril de 2016 el MINEM dictó la Resolución N° 28/2016, que entre otras cosas deja sin efecto los actos del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios emitidos en el marco de los Artículos 6° del Decreto N° 2.067/2008 y 7° de la Resolución N° 1.451/2008 del mencionado Ministerio, vinculados con la determinación del valor de los cargos tarifarios, a cuyo fin se instruye al ENARGAS a que adopte las medidas necesarias para dejar sin efecto la aplicación de tales cargos en las facturas que se emitan a los usuarios.

#### 30.h) Programas de incentivo a la producción de gas natural

- **Programas de estímulo a la inyección excedente de gas natural**

En diciembre de 2012, YPF y otras compañías productoras de gas de la Argentina acordaron con la ex-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 cumplieran 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. El día 15 de julio de 2015 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 123/2015, mediante la cual se aprueba el Reglamento que regula las adquisiciones, ventas y cesiones de áreas, derechos y participación en el marco de los mencionados Programas.

El 29 de septiembre de 2015 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 185/2015 que reglamenta un programa de estímulo a la inyección de gas natural a favor de aquellas empresas productoras que no posean registro de inyección de gas natural previo. Las empresas beneficiarias recibirán una compensación resultante de la diferencia entre 7,50 US\$/MMBtu y el precio recibido por la venta del gas natural en el mercado. El gas natural que recibirá esta compensación será sólo aquél que provenga de áreas cuyos derechos sobre la producción hubiesen sido adquiridos a empresas inscriptas en alguno de los dos programas previos y siempre que durante el período en que la empresa cedente hubiese calculado su "inyección base" de acuerdo a su programa, la inyección del área de la empresa ahora beneficiaria – cesionaria- hubiese sido nula.

Asimismo, con fecha 20 de mayo de 2016 se publicó el Decreto 704/2016 mediante el cual se pesifica la deuda bajo el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida y a los derivados del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido teniendo en cuenta el tipo de cambio de cierre de cada período, y se otorgarán Bonos de la Nación Argentina en dólares estadounidenses sujetos a un interés del 8% anual con vencimiento en el año 2020 ("BONAR 2020 US\$") para su cancelación.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Estos BONAR 2020 US\$ se encuentran restringidos para su venta en función a lo acordado en las cartas de adhesión, de modo tal que hasta el mes de diciembre de 2017 inclusive, el Grupo no podrá vender más de un 3% mensual del total de los BONAR 2020 US\$ recibidos. Asimismo, en los meses en que el Grupo no ejerza su derecho a vender los BONAR 2020 US\$ hasta el porcentaje autorizado antes mencionado, podrá acumular el porcentaje remanente para su venta en los meses siguientes. En ningún caso, la venta en un mes determinado de los saldos acumulados podrá superar el 12% del total de los BONAR 2020 US\$ recibidos.

A los efectos de solicitar la cancelación de los pagos pendientes, los beneficiarios deberán suscribir y presentar por ante la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos del MINEM las cartas de adhesión. YPF ha presentado las correspondientes cartas de adhesión y ha efectuado reserva de reclamar las diferencias por tipo de cambio e intereses.

Con fecha 13 de julio de 2016, en concepto del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, el Grupo ha recibido BONAR 2020 US\$, por un valor nominal de US\$ 630 millones.

Asimismo, con fecha 21 de septiembre de 2016, en concepto del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido, el Grupo ha recibido BONAR 2020 US\$, por un valor nominal de US\$ 12 millones.

- **Programa de estímulo a los nuevos proyectos de gas natural**

Con fecha 18 de mayo de 2016 se dictó la Resolución MINEM 74/2016 que crea el “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural” con el fin de incentivar a la producción de gas natural para el caso de aquellas empresas que presenten nuevos proyectos de gas natural y que no sean beneficiarias del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” ni del “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”, creados, respectivamente, por las Resoluciones N° 1/2013 y N° 60/2013, de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

La presentación de nuevos proyectos, los cuales deberán ser aprobados por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, podrán obtener el precio de estímulo por un valor de 7,50 US\$/MMBTU.

Se deja sin efecto el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección” creado por la Resolución N° 185/2015 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, pero los proyectos que se hubieran presentado en el marco de este programa, que estén pendientes de aprobación, deberán ser evaluados en el marco del “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural”.

El “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural” tendrá vigencia desde la publicación de la resolución en el Boletín Oficial (19 de mayo de 2016) hasta el 31 de diciembre del año 2018.

A partir de esta Resolución, no podrán presentarse nuevos proyectos en el marco del Programa de incentivo a la producción de gas natural denominado “Gas Plus” creado por Resolución N° 24/2008 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y sus modificatorias. Sin perjuicio de ello, los proyectos que hubieran sido aprobados en el marco de dicho Programa, mantendrán su vigencia en los términos de su aprobación.

Los requisitos que debe cumplir el gas para ser involucrado en un nuevo proyecto de gas natural se detallan a continuación: a) provenir de una concesión de explotación que haya sido otorgada como consecuencia de un descubrimiento informado con posterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución N° 1/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; o b) provenir de una concesión de explotación de yacimientos caracterizados como de “Tight Gas” o “Shale Gas”, o c) pertenecer a empresas sin registros de inyección de gas natural y que adquiriesen una participación en áreas que pertenezcan a empresas inscriptas al “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” o al “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”, creado por Resoluciones N° 1/2013 y N° 60/2013, respectivamente, de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, pero que durante el período en el que la empresa vendedora hubiese calculado su Inyección Base, la Inyección Total proveniente de las áreas en cuestión hubiera sido nula, incluida la adquisición de áreas en su totalidad.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

#### 30.i) Requerimientos regulatorios aplicables a la distribución de gas natural

El Grupo participa en la distribución de gas natural a través de la subsidiaria 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° 1.738/1992, 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, 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. La jurisdicción del ENARGAS se extiende al transporte, venta, almacenaje y distribución del gas. Su mandato, de acuerdo con lo expresado en la Ley del Gas, incluye la protección de los consumidores, el cuidado de la competencia en la provisión y demanda del gas y el fomento de las inversiones de largo plazo en la industria del gas.

- **Las tarifas para el servicio de distribución de gas fueron establecidas en la Licencia y están reguladas por el ENARGAS. Licencia de Distribución**

La Licencia autoriza a Metrogas a suministrar el servicio público de distribución de gas por un plazo de 35 años. La Ley del Gas establece que Metrogas puede solicitar al ENARGAS una renovación de la Licencia por un período adicional de 10 años al vencimiento del período original de 35 años. El ENARGAS deberá evaluar en ese momento el desempeño de Metrogas y formular una recomendación al Poder Ejecutivo Nacional. Metrogas tiene derecho a la renovación de su Licencia, a menos que el ENARGAS demuestre que no ha cumplido en forma sustancial con todas sus obligaciones emergentes de la Ley del Gas, las reglamentaciones, decretos respectivos y la Licencia.

Finalizado el período de 35 ó 45 años, según fuese el caso, la Ley del Gas exige que se realice una nueva licitación competitiva para dicha licencia, en la cual Metrogas, si ha cumplido con sus obligaciones, tendrá la opción de equiparar la mejor propuesta ofrecida al Gobierno Argentino por un tercero.

Como regla general, al producirse la extinción de la Licencia por completarse todo su período, Metrogas tendrá derecho a una contraprestación igual al valor de los activos determinados, o al importe pagado por el participante ganador en una nueva licitación, el que fuese menor.

Metrogas tiene varias obligaciones de acuerdo con la Ley del Gas, incluyendo la obligación de cumplir con todas las solicitudes de servicios razonables dentro de su área de servicio. No se considerará razonable la solicitud de servicio si resultara anti-económico para la sociedad distribuidora el hecho de asumir la prestación del servicio solicitado. Metrogas también tiene la obligación de operar y mantener sus instalaciones en forma segura, lo que puede requerir ciertas inversiones para el reemplazo o mejora de las instalaciones según se establece en la Licencia.

La Licencia detalla otras obligaciones de Metrogas, las que incluyen la obligación de proporcionar un servicio de distribución, mantener un servicio ininterrumpible, operar el sistema en una forma prudente, mantener la red de distribución, llevar a cabo las Inversiones Obligatorias, mantener ciertos registros contables y proporcionar ciertos informes periódicos al ENARGAS.

La Licencia puede ser revocada por el Estado Nacional, bajo recomendación del ENARGAS, en las siguientes circunstancias:

- Serios y repetidos incumplimientos por parte de Metrogas de sus obligaciones.
- Total o parcial interrupción en el servicio no interrumpible por causas atribuibles a Metrogas, cuya duración exceda los períodos estipulados en la Licencia dentro del año calendario.
- Venta, disposición, transferencia y gravamen de los Activos Esenciales de Metrogas, sin previa autorización del ENARGAS, excepto que dicho gravamen sirva para financiar extensiones y mejoras en el sistema de gasoductos.
- Quiebra, disolución o liquidación de Metrogas. El proceso concursal no afectó el curso normal de las operaciones de Metrogas ni, por consiguiente, pudo haber sido causal de revocación de la Licencia de Metrogas.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- Abandono de la provisión del servicio establecido en la Licencia, o el intento de cesión o la transferencia unilateral, en todo o en parte (sin la autorización previa del ENARGAS), o la renuncia de la Licencia en otros casos que no sean los permitidos.
- Transferencia del Contrato de Asistencia Técnica o delegación de las funciones establecidas en el Contrato, sin la previa autorización del ENARGAS, durante los primeros diez años del otorgamiento de la Licencia.

En relación con las restricciones, la Licencia estipula que Metrogas no podrá asumir las deudas de su controlante u otorgar créditos o gravar activos para garantizar deudas ni dar ningún otro beneficio a los acreedores de su controlante.

#### • Renegociación tarifaria

La Ley de Emergencia publicada en el B.O. con fecha 7 de enero de 2002 afectó el marco jurídico vigente para los contratos de licencia de las empresas de servicios públicos.

Las principales disposiciones de la Ley de Emergencia que afectan la Licencia otorgada oportunamente a Metrogas por el Estado Nacional y modifican expresas disposiciones de la Ley del Gas son: la “pesificación” de las tarifas que estaban establecidas en dólares convertibles al tipo de cambio fijado por la Ley de Convertibilidad (Ley N° 23.928), la prohibición del ajuste de tarifas basado en cualquier índice extranjero, impidiendo por lo tanto la aplicación del índice internacional fijado en el Marco Regulatorio (Producer Price Index -PPI- de los Estados Unidos) y la disposición respecto a la renegociación de la Licencia otorgada a Metrogas en 1992.

Asimismo, la Ley de Emergencia dispuso el inicio de un proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos otorgados por el Poder Ejecutivo Nacional sin perjuicio de establecer que las empresas de servicios públicos deben seguir cumpliendo con todas sus obligaciones.

La Ley de Emergencia, que originalmente vencía en diciembre de 2003, fue sucesivamente prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2017. También se fueron prorrogando los plazos de renegociación de licencias y concesiones de servicios públicos.

En el marco del proceso de renegociación, Metrogas suscribió una serie de acuerdos con distintas entidades en representación del Estado Nacional. A continuación, se describen los principales acuerdos suscriptos.

#### i. Acuerdo tarifario transitorio de 2014

Con fecha 26 de marzo de 2014, 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 permitió la obtención de recursos adicionales a los que estaba percibiendo por la aplicación de la Resolución ENARGAS N° I/2407 del 27 de noviembre de 2012.

Los montos que las licenciatarias de gas percibían con motivo del Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas (“FOCEGAS”) y de la Resolución mencionada en el párrafo anterior eran tomados a cuenta de los ajustes tarifarios previstos en el Acuerdo Transitorio aprobado por el Decreto N° 234/2009, 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.

El Acuerdo Transitorio 2014, ratificado por el Decreto N° 445/2014 publicado en el B.O. el 7 de abril de 2014, establecía 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, observando la regulación vigente en materia tarifaria, incluyendo variaciones del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte.

El Acuerdo Transitorio 2014, preveía además que se incorporaría la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias, excepto en el impuesto a las ganancias, que estuviesen pendientes de resolución, 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 evaluaba la real magnitud de la variación de los costos de explotación e inversiones de la Licenciataria, determinando si correspondió el ajuste de la tarifa de distribución.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Metrogas presentó al ENARGAS tres pedidos de actualización de sus tarifas mediante la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos establecido en el Acuerdo Transitorio 2014. Ninguno de estos pedidos ha originado una readecuación de las tarifas de distribución para reconocer los mayores costos que afronta Metrogas, no obstante se aprobó por medio de la Resolución SE N° 263/2015 una Asistencia Económica Transitoria.

El Acuerdo Transitorio 2014 estableció por otra parte que, entre la fecha de su suscripción y el 31 de diciembre de 2015, fecha en que dejaba de tener vigencia la Ley de Emergencia, el Gobierno Nacional, a través de la UNIREN, y la Licenciataria debían alcanzar un consenso respecto de las modalidades, plazos y oportunidad de la suscripción del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral. El 3 de noviembre de 2015 se aprobó la prórroga de la Ley de Emergencia hasta el 31 de diciembre de 2017. Esquema de racionalización del uso del gas natural

Con fecha 27 de marzo de 2014, el Estado Nacional anunció un esquema de readecuación de subsidios y la SE de la Nación con fecha 31 de marzo de 2014, dictó la Resolución SE N° 226/2014 mediante la cual se consideró que resultaba necesario determinar un conjunto de nuevos precios para el gas natural y un esquema que procurara un consumo racional del mismo, incentivando el ahorro para generar un uso responsable.

En ese marco se establecían nuevos precios del gas natural para los usuarios Residenciales y Servicio General ("SGP") para cada cuenca de producción y categoría de usuario, y esos nuevos precios eran de aplicación bajo un mecanismo de comparación con los consumos de igual bimestre/mes del año anterior. Además se establecía un sendero de precios en tres etapas cuya vigencia era el 1° de abril de 2014, 1° de junio de 2014 y 1° de agosto de 2014. Para los usuarios que reducían su consumo más de un 20%, se mantendrían los precios de cuenca que estaban vigentes hasta el 31 de marzo de 2014 y surgían de la Resolución SE N° 1.417/2008. Mientras que aquellos usuarios que reducían su consumo con igual bimestre/mes del año anterior entre más de un 5% y hasta un 20%, tendrían un precio de gas natural por cuenca diferencial y menor de aquellos que no reducían su consumo o que reduciéndolo éste no supere el 5%.

A través de la Nota ENRG/SD N° 3097 del 7 de abril de 2014, el ENARGAS notificó la Resolución N° I/2.851 de esa misma fecha, mediante la cual se aprobaron nuevos cuadros tarifarios que tendrían vigencia a partir del 1° de abril de 2014, 1° de junio de 2014 y 1° de agosto de 2014. En dichos cuadros se reconocían en forma escalonada cambios en la tarifa final de los usuarios del servicio residencial y del SGP de servicio completo, que involucraba cambios en el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, como consecuencia del reconocimiento de los nuevos precios por cuenca establecidos por la Resolución SE N° 226/2014 mencionada anteriormente, en la tarifa de transporte como consecuencia de la emisión de nuevos cuadros tarifarios para las transportadoras de gas que reflejaban lo establecido por los Acuerdos Transitorios firmados por esas empresas en el año 2008, y en los márgenes de distribución de esta licenciataria, como consecuencia de la firma del Acuerdo Transitorio 2014 de Metrogas.

En concordancia con el esquema de precios establecido por la Resolución SE N° 226/2014 y la Resolución ENARGAS N° I/2.851, se establecían para cada período tres niveles de tarifa que eran de aplicación a los usuarios según el nivel de consumo que en un bimestre/mes registre con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior.

Aquellos usuarios que registraban en esa comparación una reducción de consumo superior al 20%, mantendrían el nivel de tarifa que regía hasta el 31 de marzo de 2014. Los que reducían su consumo entre un 5 y 20%, aplicaban un nivel tarifario que atenuaba en un 50% aproximadamente el impacto de variación de su factura de consumo, respecto de aquellos que no reducían su consumo o su reducción no alcanzaba el 5%.

La Resolución del ENARGAS establecía que los cuadros tarifarios vigentes hasta el 31 de marzo de 2014, también eran de aplicación a los usuarios esenciales (centros asistenciales públicos, entidades educativas públicas, entidades religiosas, etc.) y a aquellos usuarios alcanzados por el procedimiento establecido en la Notas MPFIPyS N° 10/2009 de fecha 13 de agosto de 2009. Bajo el mecanismo establecido, la licenciataria también tenía distintos precios por el servicio de distribución de gas según era el comportamiento en el consumo de los usuarios.

A través de la Nota ENRG/SD N° 5.747 del 13 de mayo de 2014, el ENARGAS notificó la Resolución N° I/2.904 de la misma fecha, mediante la cual se aprobó la metodología para la determinación de las entregas de gas por categoría de usuario que se proveían a partir del 1° de abril de 2014.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

#### ii. Acuerdo tarifario transitorio de 2015

El 8 de junio de 2015, se publicó en el B.O. la Resolución N° I/3.349/2015 aprobando nuevos cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de mayo de 2015. Los incrementos se debieron al aumento en el componente de transporte y alcanzó tanto a los clientes residenciales y comerciales como a los industriales, a excepción de las subdistribuidoras, de los usuarios "exceptuados" y de aquellos usuarios residenciales o comerciales cuyo ahorro en su consumo fuera mayor al 20% respecto al mismo bimestre del año anterior.

Por otro lado, en los nuevos cuadros tarifarios se incluían los montos correspondientes al FOCEGAS como "Monto Fijo" según lo establecido en las Resoluciones SE N° 2.407/2012 y I-3.249/2015.

#### iii. Acuerdo tarifario transitorio de 2016

Con fecha 24 de febrero de 2016, Metrogas suscribió con el MINEM y con el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas un Acuerdo Transitorio ("Acuerdo Transitorio 2016") por el cual se estableció un régimen tarifario de transición para la obtención de recursos adicionales a los que estaban percibiendo por la aplicación de la Resolución ENARGAS N° 2.407/2012 y por el Acuerdo Transitorio 2014.

El Acuerdo Transitorio 2016, el cual no se encuentra sujeto a ratificación por parte del Poder Ejecutivo Nacional, establecía un régimen tarifario de transición a partir del 1° de abril de 2016 consistente en la readecuación de tarifas considerando los lineamientos necesarios para mantener la continuidad del servicio y criterios comunes a las demás empresas licenciatarias de distribución, observando la regulación vigente en materia tarifaria e incluyendo variaciones del precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte ("PIST").

El Acuerdo Transitorio 2016 preveía la incorporación de la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias, excepto en el impuesto a las ganancias, que estuviesen pendientes de resolución e incorporó en cabeza de Metrogas un Plan de Inversiones Obligatorias. Asimismo, estableció que, entre la fecha de suscripción y el 31 de diciembre de 2016, las partes debían alcanzar un consenso respecto de las modalidades, plazos y oportunidad de la suscripción del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral.

El 29 de marzo de 2016, el MINEM instruyó al ENARGAS mediante la Resolución N° 31/2016 a que lleve adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias en el marco de lo dispuesto en la Ley de Emergencia y que debía concluirse en un plazo no mayor a un año desde el 29 de marzo de 2016.

Con fecha 28 de marzo de 2016, el MINEM estableció, con vigencia a partir del 1° de abril de 2016 y mediante Resolución N° 28/2016, nuevos precios para el gas natural en el PIST e introdujo un esquema de bonificación para usuarios residenciales que registren un ahorro en su consumo igual o superior al 15% respecto al mismo período del año anterior. Para aquellos usuarios que justifiquen una menor capacidad de pago y por lo tanto se vean imposibilitados de abonar los cuadros tarifarios, se dispuso una tarifa final diferenciada denominada "Tarifa Social".

En los términos del Acuerdo Transitorio, con fecha 4 de abril de 2016 se publicó en el B.O., la Resolución ENARGAS N° 3.726/2016 mediante la cual se aprobaron con vigencia a partir del 1° de abril de 2016, cuadros tarifarios de transición de aplicación a los usuarios de Metrogas. Mediante tarifas diferenciadas, la Resolución ENARGAS N° 3.726/2016 determinó cuadros tarifarios para aquellos usuarios residenciales que registraran un ahorro en su consumo igual o superior al 15% con respecto a igual período del año anterior como así también aquellos que serían de aplicación a los usuarios inscriptos en el registro dispuesto por la Resolución ENARGAS N° I-2.905/2014 con las modificaciones introducidas en virtud de lo dispuesto por el artículo 5° de la Resolución N° 28/2016 del MINEM relativo a la Tarifa Social.

En lo que respecta a la Tarifa Social, el artículo 5° de la Resolución N° 28/2016 del MINEM disponía que se le bonificara el cien por ciento (100%) del precio del gas natural o del gas propano que consuman los usuarios inscriptos en el registro dispuesto por la Resolución ENARGAS N° I-2.905/2014. Con fecha 6 de mayo de 2016, mediante Resolución ENARGAS N° 3.784/2016, se adecuó el Registro de Exceptuados a la Política de Redireccionamiento de Subsidios del Estado Nacional.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Asimismo, los cuadros tarifarios establecidos por la Resolución ENARGAS N° 3.726/2016 (i) incluyeron los montos correspondientes al FOCEGAS como “Monto Fijo” según lo establecido en las Resoluciones ENARGAS N° I-2.407/2012 y I-3.249/2015, e (ii) instruyó a Metrogas a discontinuar la inclusión de los importes derivados del cargo instituido por el Decreto N° 2.067/2008. En relación a las facturas del servicio que se emiten en forma bimestral, se instruyó a Metrogas para que el cobro de las facturas de servicio se instrumente como una obligación de pago mensual, estableciendo para ello dos pagos mensuales equivalentes cada uno de ellos al 50% del importe total de la factura bimestral, distantes treinta días uno del otro.

Por último, se establecía que Metrogas no podría distribuir dividendos sin la previa acreditación ante el ENARGAS del cumplimiento integral del Plan de Inversiones Obligatorias.

En relación a las tarifas aplicables a los usuarios de Metrogas, como así también a los usuarios de las restantes Distribuidoras, las mismas resultaron limitadas por medio de las Resoluciones MINEM N° 99/2016 y N° 129/2016. La Resolución MINEM N° 129/2016 modificó la Resolución N° 99/2016 e instruyó al ENARGAS a fin de que disponga las medidas necesarias para que durante el año 2016, el monto total impuestos incluidos de las facturas que emitan las prestadoras del servicio público de distribución de gas por redes de todo el país que los usuarios residenciales (categoría R y sus subcategorías) y categoría SGP con servicio completo deban abonar por consumos realizados a partir del 1° de abril de 2016, no superen en más de un 400% y un 500%, respectivamente, el monto total impuestos incluidos de la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo período de facturación correspondiente al año anterior, es decir, que el monto facturado no supere una suma equivalente a 5 y 6 veces, respectivamente, del monto total de la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo período de facturación correspondiente al año anterior.

Adicionalmente, el MINEM instruyó al ENARGAS a adoptar las medidas necesarias a los efectos de concluir antes del 31 de diciembre de 2016 el proceso de Revisión Tarifaria Integral (al que se refiere el Artículo 1° de la Resolución N° 31/2016 del MINEM) a cuyo fin debía realizarse la audiencia pública allí prevista antes del 31 de octubre de 2016.

Con fecha 27 de julio de 2016 el ENARGAS informó mediante Nota N° 6.877 que, a raíz de lo decidido en la causa promovida por el Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad (“CEPIS”), y hasta tanto no se resuelva el recurso extraordinario interpuesto por el MINEM, no resultaba factible la aplicación de las Resoluciones del ENARGAS que implementaban los aumentos tarifarios entre las que se incluyen la Resoluciones ENARGAS N° 3.726/2016 y N° 3.843/2016.

Con fecha 18 de agosto de 2016, la CSJN declaró admisible el recurso extraordinario interpuesto por el MINEM en la causa CEPIS y confirmó parcialmente la sentencia apelada en cuanto a la nulidad de las Resoluciones del MINEM N° 28/2016 y N° 31/2016 respecto a los usuarios residenciales del servicio de gas natural, manteniéndose respecto de ellos, y en la medida en que resulte más beneficiosa, la vigencia de la Tarifa Social, con fundamento en la falta de audiencias públicas para disponer los aumentos tarifarios. De tal forma, y en relación a los usuarios residenciales quedaron sin efecto los cuadros tarifarios establecidos a partir del 1° de abril de 2016.

Como consecuencia de lo resuelto por la CSJN, se instrumentaron las medidas pertinentes a fin de celebrar las audiencias públicas exigidas por la CSJN respecto a los precios PIST y en relación a las tarifas transitorias de Transporte y Distribución (Resoluciones ENARGAS N° I-3.953/2016 y N° I-3.957/2016).

En función a lo resuelto por la CSJN, el MINEM emitió la Resolución N° 152-E/2016 la cual instruye al ENARGAS respecto a la forma en que se facturaran los consumos realizados por los usuarios Residenciales y SGP a partir del 1° de abril de 2016. De esta forma la Resolución N° 3.961/2016 del ENARGAS establece que a los efectos de la facturación a los usuarios residenciales de los consumos registrados a partir del 1° de abril de 2016 deben aplicarse los cuadros tarifarios vigentes al 31 de marzo de 2016 y deroga el Artículo 1° de la Resolución ENARGAS N° I-3.843/2016, relativo a la bonificación establecida por la Resolución MINEM N° 129/2016. Asimismo, el ENARGAS emitió la Resolución N° 3.960/2016, la cual instruye a las distribuidoras sobre los mecanismos para la aplicación de la bonificación de la Resolución MINEM N° 129/2016 para los usuarios SGP.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Habiéndose celebrado las audiencias públicas convocadas por el MINEM (precios PIST) y ENARGAS (Tarifas de Transporte y Distribución) y publicado el Informe Final de las audiencias (art. 21 Resolución ENARGAS N° 3.158/2005), con fecha 7 de octubre se publicaron en el B.O. la Resolución MINEM N° 212 – E/2016 (precios PIST), la Resolución ENARGAS N° 4.044/2016 la cual detalla cuadros tarifarios para los usuarios de Metrogas y las Resoluciones ENARGAS N° 4.053/2016 y N° 4.054/2016 con los cuadros tarifarios para las transportistas Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Sur S.A., respectivamente.

Adicionalmente, la Resolución MINEM N° 212 – E/2016 contempla un incremento gradual de los precios PIST tendientes a reducir la aplicación de los subsidios dispuestos por el Estado Nacional de acuerdo con una propuesta de precios que será elaborada, y sujeta a aprobación del MINEM, por parte de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos.

La Resolución ENARGAS N° 4.044/2016 resolvió: (i) declarar la validez de la Audiencia Pública N° 83; (ii) aprobar con vigencia a partir del 7 de octubre de 2016 nuevos cuadros tarifarios que serán de aplicación a los usuarios del área de licencia de Metrogas; (iii) aprobar con vigencia a partir del 7 de octubre de 2016 nuevos cuadros tarifarios que serán de aplicación a los usuarios del área de licencia de Metrogas y que registren un ahorro en su consumo igual o superior al 15% con respecto a igual período del año anterior; y (iv) aprobar con vigencia a partir del 7 de octubre de 2016 nuevos cuadros tarifarios que serán de aplicación a los usuarios del área de licencia de Metrogas inscriptos en el Registro dispuesto por la Resolución ENARGAS N° I-2.905/14 (Tarifa Social). Asimismo, la Resolución ENARGAS N° 4.044/2016 contempla límites a los incrementos dispuestos a Usuarios Residenciales y SGP siempre que el monto total de la factura supere la suma de doscientos cincuenta pesos (\$250). La diferencia entre el monto final de la factura con impuestos que resulte de la aplicación de los cuadros tarifarios aprobados, y el monto efectivamente facturado en función de los límites de la Resolución ENARGAS N° 4.044/2016, deberá ser deducido de la factura que se emita al usuario, en línea separada a continuación de los conceptos tarifarios, bajo la denominación “Bonificación Res. MINEM N° XX/2016”. La suma de dichas bonificaciones será aplicada como un descuento sobre los precios a ser facturados por los proveedores de gas de la prestataria del servicio de distribución de gas por redes. Dicho descuento se aplicará en forma proporcional por todos los proveedores de gas natural en función del volumen de gas suministrado a las distribuidoras. En línea con lo dispuesto por la Resolución ENARGAS N° 3.726/2016 se mantiene el cobro mensual de la factura y se ratifica el Plan de Inversiones Obligatorias.

Finalmente, con fecha 31 de octubre de 2016, el ENARGAS aprueba, con vigencia a partir del 7 de octubre de 2016, los cuadros tarifarios correspondientes a la categoría “Entidad de Bien Público” (Resolución ENARGAS N° 4.092/2016) en los términos de la Resolución MINEM N° 218 - E/2016 y la Ley N° 27.218 que dispuso un Régimen Tarifario Específico de Servicios Públicos para Entidades de Bien Público.

En línea con este proceso, con fecha 16 de noviembre de 2016, el ENARGAS dispuso la convocatoria a audiencia pública a fin de considerar a) la Revisión Tarifaria Integral de Metrogas; b) las propuestas de modificaciones, elaboradas por el ENARGAS, en los Reglamentos de Servicio de Transporte y Distribución aprobados por Decreto N° 2.255/1992 y c) la metodología de ajustes semestrales. La audiencia pública se llevó a cabo el 7 de diciembre de 2016.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, y habiéndose publicado el Informe de Cierre de la Audiencia Pública, se espera que el ENARGAS emita durante el 1° semestre del año 2017, una Resolución Final con la publicación de los cuadros tarifarios que surgirán del análisis realizado por el mismo en el marco de la Revisión Tarifaria Integral en cumplimiento del Artículo N° 38 del Anexo I del Decreto N° 1.172/2003 y de la Resolución ENARGAS N° I-4.089/2016, Anexo I, Capítulo III, Artículo N° 24.

#### iv. Asistencia económica transitoria 2015

El 8 de junio de 2015 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución de la SE N° 263/2015 por medio de la cual la Secretaría de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria pagadera en diez cuotas consecutivas en beneficio de Metrogas y del resto de las distribuidoras de gas natural con vigencia a partir del mes de marzo de 2015, con el objetivo de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral que se lleve a cabo oportunamente.

Esta Resolución establece que las beneficiarias deberán destinar parte de los fondos percibidos por cada una de las cuotas mensuales a cancelar las deudas contraídas y vencidas hasta el día 31 de diciembre de 2014 con las empresas productoras de gas natural y además, que las distribuidoras no podrán acumular más deuda por compras de gas natural realizadas a partir de la fecha de entrada en vigencia de la Resolución mencionada.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

En el caso de Metrogas el ENARGAS estableció una necesidad de fondos excepcional para el año 2015 desembolsable mensualmente de acuerdo a un cronograma entre los meses de marzo y diciembre. Asimismo estableció que dicha sociedad deberá destinar parte de la asistencia económica transitoria a la cancelación de las deudas con productores vencidas al 31 de diciembre de 2014 en 36 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, con más un interés, a partir del mes de enero de 2015, calculado utilizando la “Tasa Activa Promedio del Banco Nación para Operaciones de Descuentos Comerciales” actual (2,05% mensual), comenzando a abonar las cuotas a partir del mes de marzo de 2015. Asimismo, el ENARGAS consideró que las distribuidoras efectivizarán la cancelación de las facturas por compras de gas cuyo vencimiento se produce durante el año 2015, previendo su cancelación a 30, 60 y 90 días en línea con la percepción de la facturación a sus clientes.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, Metrogas ha recibido la asistencia económica transitoria indicada por un importe de 711. Asimismo ha formalizado convenios de pago con los productores en los términos de la Resolución SE N° 263/2015 y ha realizado los pagos acordados regularmente.

#### v. Asistencia económica transitoria 2016

El 30 de diciembre de 2016 se publicó en el B.O. la Resolución MINEM N° 312 – E/2016 que dispuso una nueva asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes, a los efectos de solventar las inversiones obligatorias establecidas (respecto de Metrogas) en las Resoluciones ENARGAS N° 3.726 y N° 4.044, y el pago a los productores de gas; todo ello a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral.

En los términos de la Resolución, la transferencia de los importes asignados a Metrogas por un importe de 759 resultará aplicable en tanto se mantenga, a criterio del ENARGAS, la situación económica financiera de la Sociedad que motivara el otorgamiento de la asistencia, teniendo en cuenta la disponibilidad de fondos para atender sus obligaciones de inversión y pagos a productores de gas.

Para el libramiento de los fondos correspondientes a la asistencia económica transitoria, Metrogas deberá presentar ante el ENARGAS, una declaración jurada, en los términos de la Nota ENARGAS N° 106/2017, sobre el destino a asignar a los montos requeridos. De acuerdo con el criterio del ENARGAS, de resultar las declaraciones juradas ajustadas a las previsiones de la Resolución MINEM N° 312 – E/2016, las mismas serán remitidas a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos del MINEM a fin de que disponga la transferencia de la asistencia. Asimismo, la Resolución dispone que las Licenciatarias, no podrán efectuar distribución de dividendos, en los términos de la Resolución N° 31/2016 del MINEM. El 27 de enero de 2017, Metrogas presentó la declaración jurada ante el ENARGAS.

- **Nota del ENARGAS referida a la participación de YPF en Metrogas**

La Sociedad ha recibido de Metrogas copia de una nota recibida a su vez por ésta del ENARGAS, en la cual se solicita adaptar la composición accionaria de Metrogas en consonancia con el plazo previsto en la Ley de Emergencia N° 25.561 y en cumplimiento con el artículo 34 de la Ley 24.076. Al respecto, cabe recordar que YPF indirectamente adquirió el 70% de la participación en Metrogas, operación que fue autorizada por Resolución ENARGAS N° I/2566 de fecha 19 de abril de 2013; y, luego de la fusión con YPF Inversora Energética S.A. y Gas Argentino S.A., es la titular del 70% de las acciones de Metrogas.

YPF informa que más allá de cumplir con la normativa vigente en la materia y contar con la totalidad de las autorizaciones gubernamentales necesarias, requerirá y analizará los antecedentes del mencionado requerimiento y en función de ello adoptará las acciones necesarias en defensa de sus intereses y los de sus accionistas.

### 30.j) Marco regulatorio de la industria de la energía eléctrica

#### Marco Legal

La Ley N° 24.065, sancionada en 1992 y reglamentada por el Decreto N° 1.398/1992, ha establecido el marco regulatorio básico del sector eléctrico hoy vigente (el “Marco Regulatorio”). Dicho 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 de la ex Secretaria de Energía Eléctrica N° 61/1992 “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el cálculo de Precios” junto con sus resoluciones modificatorias y complementarias.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

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 EE:

- Resolución SE N° 146/2003: 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. En el marco de la presente, YPF EE, 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. .
- 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.
- Resolución SE N° 95/2013: dispuso un nuevo esquema de remuneraciones basado en a) remuneración de los costos fijos, b) remuneración de los costos variables no combustibles, c) remuneración adicional directa y d) remuneración adicional indirecta, la cual será destinada a conformar un fideicomiso para el desarrollo de obra de infraestructura de energía eléctrica. Para acceder a dichas remuneraciones es necesario aceptar los términos y condiciones establecidos por la norma. YPF EE, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- Resolución SE N° 482/2015: la presente resolución define ajustes en el esquema de remuneraciones contemplado en la Resolución SE N° 529/2014, incrementando el cuadro tarifario de los cinco conceptos remunerativos allí establecidos. Asimismo incorpora un nuevo esquema de aportes específicos denominado "Recursos para Inversiones del FONINMEM 2015-2018" a asignarse a aquellos generadores participantes de los proyectos de inversión aprobados o a aprobarse por la Secretaría de Energía y establece un nuevo esquema de incentivos a la Producción de Energía y la Eficiencia Operativa para los agentes generadores comprendidos. Lo definido en la presente resolución es de aplicación retroactiva a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2015 para aquellos generadores que hayan adherido a la Resolución SE N° 95/2013.
- Decreto 134/2015: dada la situación actual del sistema eléctrico argentino, el PEN declara la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de Diciembre de 2017. Este decreto instruye al Ministro de Energía y Minería a elaborar y poner en vigencia un plan de acción en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación del servicio público de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.
- Ley 27.191, que modifica la Ley 26.190 relativa al Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, obliga a los Grandes Usuarios a alcanzar una incorporación mínima del 8% de su energía eléctrica con energía proveniente de las fuentes renovables hasta el 31 de diciembre de 2017.
- Resolución N°22/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica de fecha 30 de marzo de 2016. A través de esta Resolución, la Secretaría de Energía Eléctrica modificó la Resolución SE 482/2015 y ajustó los componentes de la remuneración que reciben los agentes generadores que hayan adherido a la Resolución SE N° 95/2013, 529/14 y 482/2015. La resolución modifica los componentes remunerativos de las transacciones económicas con retroactividad a febrero de 2016.
- Resolución N°21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica publicada el día 22 de marzo. En la misma, se convoca a los agentes generadores, autogeneradores y cogeneradores interesados a ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada, con el compromiso de estar disponible en el MEM durante los períodos verano (2016/2017 y 2017/2018) y el período invernal del año 2017. Mediante esta resolución YPFEE fue adjudicado dos proyectos de nueva generación, uno en Loma Campana de 105MW y otro en Tucumán de 270MW. Estos proyectos son remunerados con contratos en dólares y por plazos de 10 años. La remuneración está asociada a la disponibilidad.
- Resolución del MINEM N° 71/2016 de fecha 18 de mayo de 2016. Esta Resolución dispone el inicio del proceso de convocatoria abierta para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación en orden al cumplimiento de los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados al 31 de diciembre de 2017 en los artículos 2° de la Ley N° 26.190 y 8° de la Ley N° 27.191 ("Programa RenovAr (Ronda 1)").
- Resolución SEE N° 155/2016 de fecha 15 de junio de 2016. Informa los primeros proyectos adjudicados correspondientes a la convocatoria establecida en la Resolución SEE N° 21/2016, dentro de los cuales se encuentra la Central Térmica El Bracho (Provincia de Tucumán) adjudicada a Y-GEN II, en la que YPF EE participa en un 66,67%. Ver Nota 9.
- Resolución SEE N° 216/2016 de fecha 15 de julio de 2016. Informa los nuevos proyectos adjudicados correspondientes a la convocatoria establecida en la Resolución SEE N° 21/2016, dentro de los cuales se encuentra la Central Térmica Loma Campana (Provincia de Neuquén) adjudicada a Y-GEN I, en la que YPF EE participa en un 66,67%. Ver Nota 9.
- Resolución N° 136 de fecha 26 de julio de 2016 del MINEM a través de la cual se convoca a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —el "Programa RenovAr (Ronda 1)"—, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con CAMMESA en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que se aprobó en la misma Resolución.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- Resolución MINEM 307/2016. Se otorga la habilitación como Agente Autogenerador Distribuido del MEM a YPF EE para su Central Térmica Loma Campana de 105 MW de potencia nominal, instalada en el Departamento Añelo, Provincia del Neuquén, conectándose al SADI en barras de 132 kilovoltios de la nueva Estación Loma Campana, jurisdicción de la Empresa Provincial de Energía de Neuquén (EPEN).
- Resolución SE 420/2016 Convoca a interesados a presentar anteproyectos de infraestructura que contribuyan a reducir los costos del MEM y al aumento de confiabilidad del sistema. Las presentaciones se realizan ante CAMMESA, que las evaluará y hará un informe para la SE. Posteriormente la SE realizará una licitación pública. Los adjudicatarios firmarán un contrato de venta con CAMMESA por 10 años. Categorías de proyectos y características recomendadas:
  - Nuevos Ciclos Combinados, Ciclos combinados a partir de generadores existentes,
  - Centrales térmicas convencionales y no convencionales (eventual aprovechamiento de calor),
  - Instalaciones de suministro de combustibles alternativos y almacenamiento para abastecer a unidades ubicadas cerca de puntos de distribución.
- Resolución MINEM 468/2016. Se otorga la habilitación como Agente Generador del MEM a YPF EE para su Central Eólica Manantiales Behr de 99 MW de potencia nominal, instalada en el Departamento Escalante, Provincia del CHUBUT, conectándose al SADI en barras de 132 kilovoltios de la nueva Estación Transformadora Escalante, vinculada a la Línea de Alta Tensión de 132 kilovoltios Diadema-Pampa del Castillo, jurisdicción de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Patagonia Sociedad Anónima (TRANSPA S.A.) operada y mantenida por Transacue Sociedad Anónima.
- Resolución MINEM 19/2017. Los Agentes (Generadores, Cogeneradores, Autogeneradores) del MEM podrán declarar Ofertas de Disponibilidad Garantizada para suscribir Compromisos de Disponibilidad Garantizada (CoDiG), por la potencia y energía de las unidades generadoras instaladas, de acuerdo a lo establecido en la presente Resolución. La potencia que pueda ser objeto de Ofertas de Disponibilidad Garantizada será remunerada en función a un pago por potencia disponible mensual subdividida en una potencia disponible real, una potencia garantizada ofrecida, y una potencia asignada; y otro por energía generada y operada. Las remuneraciones serán calculadas en dólares estadounidenses convertibles a pesos argentinos, y las Liquidaciones de Venta poseerán fecha de vencimiento. Asimismo se establece un mecanismo de Incentivos a la Eficiencia Operativa para centrales térmicas en función del cumplimiento de objetivos de consumo de combustibles.

#### 30.k) Otros requerimientos regulatorios

##### • 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 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](http://www.mecon.gov.ar/comercio_interior).

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **Nuevo Marco Normativo CNV**

Mediante Resolución N°622/2013 de fecha 5 de septiembre de 2013, la CNV aprobó las NORMAS (N.T. 2013) aplicables a las sociedades sometidas al control de dicho organismo, en virtud de lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831, y el Decreto Reglamentario N° 1.023 de fecha 1° de agosto de 2013. Dicha Resolución deroga las anteriores normas de la CNV (N.T. 2001 y modificatorias.) y las Resoluciones Generales N° 615/2013 y N° 621/2013, a partir de la entrada en vigencia de las NORMAS (N.T. 2013).

A continuación se detallan ciertos requerimientos de la CNV:

a) Resolución General N° 622 de la CNV

- I. De acuerdo a lo estipulado en el artículo 1°, Capítulo III, Título IV de la resolución mencionada, a continuación se detallan las notas a los estados financieros consolidados que exponen la información solicitada por la Resolución en formato de Anexos.

Anexo A – Bienes de uso .....	Nota 8 Propiedades, planta y equipo
Anexo B – Activos intangibles .....	Nota 7 Activos intangibles
Anexo C – Inversiones en acciones .....	Nota 9 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos
Anexo D – Otras inversiones .....	Nota 6 Instrumentos financieros por categoría
Anexo E – Previsiones.....	Nota 12 Créditos por ventas Nota 11 Otros créditos Nota 9 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos Nota 8 Propiedades, planta y equipo Nota 14 Provisiones
Anexo F – Costo de los bienes vendidos y servicios prestados .....	Nota 20 Costos
Anexo G – Activos y pasivos en moneda extranjera.....	Nota 33 Activos y pasivos en monedas distintas del peso

- II. Con fecha 18 de marzo de 2015, la Sociedad fue inscrita por la CNV en la categoría “Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación - Propio” Matrícula N° 549. Considerando la operatoria que realiza la Sociedad, conforme a las Normas de la CNV y su Criterio Interpretativo N° 55, bajo ninguna circunstancia ofrecerá servicios de intermediación a terceros para operaciones en mercados bajo competencia de la CNV y tampoco abrirá cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar en mercados bajo competencia de la CNV.

Asimismo, de acuerdo a lo previsto en la Sección VI, del Capítulo II, Título VII de las Normas de la CNV y en su Criterio Interpretativo N° 55, el patrimonio de la Sociedad supera el patrimonio mínimo requerido por dichas normas, de 15, y la contrapartida mínima exigida de 3 está conformada por 8.522.815 cuotas partes del Fondo Común de Inversión Compass Ahorro - Clase B con liquidación al rescate en 24 horas, siendo el valor total de las cuotas partes correspondientes a la Sociedad de 18 al 31 de diciembre de 2016.

b) Resolución General N° 629 de la CNV

Con motivo de la Resolución General N° 629 de la CNV, informamos que la documentación respaldatoria de las operaciones de la Sociedad 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 – Luján de Cuyo – Provincia de Mendoza.

Asimismo, se deja constancia que se encuentra a disposición en la sede inscrita, el detalle de la documentación dada en guarda, como así también la documentación referida en el artículo 5° inciso a.3), Sección I del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **Nuevo Código Civil y Comercial de la Nación**

Con fecha 1° de agosto de 2015 entró en vigencia el nuevo Código Civil y Comercial de la Nación. Este nuevo ordenamiento, a la vez que unifica el Código Civil con el Comercial, trae consigo numerosas novedades y modificaciones respecto a la regulación en materia de Capacidad, Obligaciones, Contratos, Responsabilidad Civil Contractual y Precontractual, Dominio, Condominio, Sociedades Comerciales y Prescripción, entre otros institutos.

- **Ley N°27.275 y Decreto 79/2017 - Acceso a la información pública**

El 29 de septiembre de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la ley N° 27.275 "Derecho de acceso a la información pública". Esta ley garantiza el ejercicio de este derecho que comprende la posibilidad de buscar, acceder, solicitar, recibir, copiar, analizar, reprocesar, reutilizar y redistribuir libremente la información bajo custodia de los sujetos obligados enumerados en el artículo 7° de dicha ley. Las empresas del Estado, las sociedades del Estado, las sociedades anónimas con participación estatal mayoritaria, las sociedades de economía mixta y todas aquellas otras organizaciones empresariales donde el Estado nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias son considerados sujetos obligados, excepto que se trate de sociedades anónimas sujetas al régimen de oferta pública. La ley N° 27.275 entrará en vigencia al año de su publicación en el Boletín Oficial.

El 31 de enero de 2017, se publicó en el Boletín Oficial el decreto 79/2017 que modifica el Reglamento General del Acceso a la Información Pública para el Poder Ejecutivo Nacional. Este decreto establece que las excepciones a la definición de sujetos obligados establecidas por la ley N° 27.275 entrarán en vigencia a partir del día siguiente al de la publicación de este decreto en el Boletín Oficial.

### 31. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

El Grupo realiza operaciones y transacciones con partes relacionadas dentro de las condiciones generales de mercado, las cuales forman parte de la operación habitual del Grupo en cuanto a su objeto y condiciones.

La información detallada en los cuadros siguientes muestra los saldos con asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, así como las operaciones con las mismas por los ejercicios finalizados en dichas fechas.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 31. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)

	2016			2015			2014		
	Otros créditos	Créditos por ventas	Cuentas por pagar	Otros créditos	Créditos por ventas	Cuentas por pagar	Otros créditos	Créditos por ventas	Cuentas por pagar
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
<b>Negocios conjuntos:</b>									
Profertil S.A. ....	97	162	99	110	209	35	3	56	16
Compañía Mega S.A. ....	-	797	80	12	481	381	7	528	40
Refinería del Norte S.A. ....	-	296	39	-	125	11	-	145	11
Bizoy S.A. ....	9	-	-	4	-	-	-	4	-
Y-GEN Eléctrica S.R.L. ....	-	2	-	-	-	-	-	-	-
	106	1.257	218	126	815	427	10	733	67
<b>Asociadas:</b>									
Central Dock Sud S.A. ....	-	108	-	-	194	-	-	89	-
YPF Gas S.A. (1) ....	35	375	35	33	98	44	-	-	-
Oleoductos del Valle S.A. ....	-	-	81	-	-	56	-	-	33
Terminales Marítimas Patagónicas S.A. ....	-	-	44	-	-	44	-	-	28
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. ....	-	-	5	-	-	2	-	-	2
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A. ....	2	-	-	1	-	-	-	-	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. ....	4	-	31	4	-	27	6	-	7
Oiltanking Ebytem S.A. ....	-	-	50	-	-	45	-	-	25
	41	483	246	38	292	218	6	89	95
	147	1.740	464	164	1.107	645	16	822	162
	<b>2016</b>			<b>2015</b>			<b>2014</b>		
	Ingresos	Compras y servicios	Intereses ganados (perdidos), netos	Ingresos	Compras y servicios	Intereses ganados (perdidos), netos	Ingresos	Compras y servicios	Intereses ganados (perdidos), netos
<b>Negocios conjuntos:</b>									
Profertil S.A. ....	956	620	-	823	305	-	304	409	-
Compañía Mega S.A. ....	2.673	337	-	1.396	470	-	2.485	178	-
Refinería del Norte S.A. ....	998	133	3	824	195	-	859	62	-
Bizoy S.A. ....	5	-	-	-	-	-	13	-	-
Y-GEN Eléctrica S.R.L. ....	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	4.634	1.090	3	3.043	970	-	3.661	649	-
<b>Asociadas:</b>									
Central Dock Sud S.A. ....	579	-	38	322	-	8	222	-	7
YPF Gas S.A. (1) ....	761	41	-	231	35	-	-	-	-
Oleoductos del Valle S.A. ....	-	408	-	-	220	-	-	181	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A. ....	-	309	-	-	215	-	1	190	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. ....	-	25	-	-	20	-	-	17	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. ....	-	170	-	-	113	-	-	85	-
Oiltanking Ebytem S.A. ....	-	350	-	-	200	-	-	147	-
	1.340	1.303	38	553	803	8	223	620	7
	5.974	2.393	41	3.596	1.773	8	3.884	1.269	7

(1) Se exponen los saldos y las operaciones desde la fecha de adquisición de participación. Ver Nota 3.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

**31. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)**

Adicionalmente, en el curso habitual de sus negocios, y atento a ser el principal grupo energético de la Argentina, la cartera de clientes y proveedores del Grupo abarca tanto entidades del sector privado como así también del sector público nacional. Conforme a lo requerido por la NIC 24 "Información a revelar sobre partes relacionadas", dentro de las principales transacciones antes mencionadas se destacan:

Clientes / Proveedores	Ref.	Saldos			Transacciones		
		Crédito / (Pasivo)			Ingresos / (Costos)		
		2016	2015	2014	2016	2015	2014
CAMMESA.....	(1)	3.782	2.156	1.049	20.934	12.079	7.816
CAMMESA.....	(2)	(170)	(196)	(39)	(2.189)	(1.460)	(1.121)
ENARSA.....	(3)	727	758	395	2.541	1.635	1.507
ENARSA.....	(4)	(1.357)	(893)	(203)	(955)	(1.141)	(476)
Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A. ..	(5)	364	255	183	3.066	2.178	2.676
Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A. ..	(6)	(2)	-	-	(14)	(1)	-
Ministerio de Energía y Minería.....	(7)	10.881	9.859	3.390	16.757	12.345	7.762
Ministerio de Energía y Minería.....	(8)	-	1.988	-	-	1.988	-
Ministerio de Energía y Minería.....	(9)	129	207	80	93	84	81
Ministerio de Energía y Minería.....	(10)	142	91	85	132	123	110
Ministerio de Energía y Minería.....	(11)	759	149	-	759	711	-
Ministerio de Transporte.....	(12)	1.152	412	244	5.658	3.746	3.763
Secretaría de Industria.....	(13)	378	27	15	422	621	233

- (1) Provisión de fuel oil y gas natural, y generación de energía eléctrica.
- (2) Compras de energía.
- (3) Prestación de servicios en los proyectos de regasificación de gas natural licuado de Bahía Blanca y Escobar.
- (4) Compra de gas natural y de petróleo crudo.
- (5) Provisión de combustible aeronáutico.
- (6) Compra de millas para programa YPF Serviclub.
- (7) Beneficios por el incentivo para la inyección excedente de gas natural.
- (8) Beneficios por el programa de estímulo a la producción de crudo.
- (9) Beneficios por el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido.
- (10) Beneficios por el programa hogares con garrafa.
- (11) Asistencia económica transitoria en beneficio de Metrogas.
- (12) Compensación por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial.
- (13) Incentivo por la fabricación nacional de bienes de capital en beneficio de AESA.

Adicionalmente, el Grupo 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 16 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 los siniestros mencionados en la Nota 28.a).

Por otro lado el grupo posee BONAR 2020 (ver nota 30.h) y 2021 (ver Nota 4), los cuales se exponen en el rubro "Inversiones en activos financieros".

Asimismo, en relación con el acuerdo de inversión firmado entre YPF y subsidiarias de Chevron, YPF tiene una participación accionaria indirecta no controlante en CHNC, con la que realiza operaciones relacionadas con el mencionado proyecto de inversión. Ver Nota 29.b).

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 2016, 2015 y 2014:

	2016 <sup>(1)</sup>	2015 <sup>(1)</sup>	2014 <sup>(1)</sup>
Beneficios de corto plazo para empleados <sup>(2)</sup> .....	182	158	112
Pagos basados en acciones.....	26	40	48
Beneficios posteriores al empleo.....	9	6	4
Beneficios de terminación.....	94	5	-
	<u>311</u>	<u>209</u>	<u>164</u>

- (1) Incluye la compensación correspondiente al personal clave de la administración de YPF que desempeñó funciones durante los ejercicios indicados.
- (2) No incluyen aportes patronales por 45, 55 y 57 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 32. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES

En la Nota 2.b.10 se describen las principales características y tratamiento contable de los planes implementados por el Grupo.

#### i. Planes de retiro

Los cargos totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden aproximadamente a 80, 50 y 51 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, respectivamente.

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

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación descriptos fue 1.272, 1.020 y 781 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, respectivamente.

#### iii. Plan de beneficios basados en acciones

En consistencia con los planes de remuneración en acciones aprobados en años anteriores, 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 2014-2017, con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2014 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a las del plan 2013-2015.

Asimismo, el Directorio de la Sociedad, en su reunión de fecha 8 de junio de 2015, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2015-2018 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2015 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los planes anteriores.

Por último, el Directorio de la Sociedad, en su reunión de fecha 31 de agosto de 2016, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2016-2019 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2016 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los esquemas implementados anteriormente.

Los cargos reconocidos en resultados correspondientes a los planes basados en acciones, los cuales son agrupados atento a la similar naturaleza de cada uno de ellos, ascendieron a 153, 124 y 80 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, respectivamente.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 la Sociedad ha recomprado 171.330, 382.985 y 634.204 acciones propias emitidas por un monto de 50, 120 y 200, respectivamente, y ha entregado a beneficiarios del plan 520.031, 623.350 y 563.754 acciones, respectivamente, a los fines de cumplimentar con los planes de beneficios basados en acciones. El costo de dichas recompras se encuentra expuesto en el patrimonio bajo el nombre de "Costo de adquisición de acciones propias", mientras que el valor nominal y su ajuste derivado de la reexpresión monetaria efectuada según los Principios de Contabilidad Previos han sido reclasificados de las cuentas "Capital suscrito" y "Ajuste de capital", a las cuentas "Acciones propias en cartera" y "Ajuste de acciones propias en cartera", respectivamente.

A continuación se detalla la evolución en cantidad de acciones vinculadas a los planes al cierre de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014:

#### Plan 2013-2015

	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b> .....	188.493	695.015	1.289.841
- Concedidas .....	9.130	-	-
- Liquidadas .....	(193.878)	(503.535)	(563.754)
- Expiradas .....	(3.745)	(2.987)	(31.072)
<b>Cantidad al cierre del ejercicio<sup>(1)</sup></b> .....	<u>-</u>	<u>188.493</u>	<u>695.015</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio .....	6	34	53
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares) .....	14,75	14,75	14,75

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2016, en tanto tenía 7 meses de vida restante al 31 de diciembre de 2015 y entre 10 y 19 meses al 31 de diciembre de 2014.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014**

**32. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (Cont.)**Plan 2014-2017

	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b> .....	234.130	356.054	-
- Concedidas .....	6.978	-	356.054
- Liquidadas .....	(123.926)	(118.927)	-
- Expiradas .....	(17.904)	(2.997)	-
<b>Cantidad al cierre del ejercicio<sup>(1)</sup></b> .....	<b>99.278</b>	<b>234.130</b>	<b>356.054</b>
Gasto reconocido durante el ejercicio .....	28	53	27
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares) .....	33,41	33,41	33,41

(1) El promedio de vida restante del plan es de 7 meses al 31 de diciembre de 2016, entre 7 meses y 19 meses al 31 de diciembre de 2015 y entre 7 meses y 31 meses al 31 de diciembre de 2014.

Plan 2015-2018

	<b>2016</b>	<b>2015</b>
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b> .....	602.079	-
- Concedidas .....	-	619.060
- Liquidadas .....	(202.227)	(888)
- Expiradas .....	(60.393)	(16.093)
<b>Cantidad al cierre del ejercicio<sup>(1)</sup></b> .....	<b>339.459</b>	<b>602.079</b>
Gasto reconocido durante el ejercicio .....	63	37
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares) .....	19,31	19,31

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2016 y entre 7 meses y 31 meses al 31 de diciembre de 2015.

Plan 2016-2019

	<b>2016</b>
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b> .....	-
- Concedidas .....	682.307
- Liquidadas .....	-
- Expiradas .....	-
<b>Cantidad al cierre del ejercicio<sup>(1)</sup></b> .....	<b>682.307</b>
Gasto reconocido durante el ejercicio .....	56
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares) .....	16,99

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2016.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014



## 33. ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO

	2016			2015			2014		
	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente <sup>(1)</sup>	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente <sup>(1)</sup>	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente <sup>(1)</sup>	Total
<b>Activo no corriente</b>									
<b>Otros créditos</b>									
Dólares estadounidenses.....	169	15,79	2.669	46	12,94	595	73	8,45	617
Reales .....	10	4,84	48	10	3,31	33	6	3,2	19
<b>Créditos por ventas</b>									
Reales .....	-	-	-	-	-	-	5	3,2	16
<b>Inversiones en activos financieros</b>									
Dólares estadounidenses.....	490	15,79	7.737	-	-	-	-	-	-
<b>Total del activo no corriente .....</b>			<b>10.454</b>			<b>628</b>			<b>652</b>
<b>Activo corriente</b>									
<b>Créditos por ventas</b>									
Dólares estadounidenses.....	397	15,79	6.269	307	12,94	3.973	341	8,45	2.881
Pesos chilenos.....	10.542	0,02	211	16.971	0,02	339	11.043	0,01	110
Reales .....	23	4,84	111	15	3,31	50	24	3,2	77
<b>Otros créditos</b>									
Dólares estadounidenses.....	349	15,79	5.511	407	12,94	5.267	473	8,45	3.997
Euros.....	15	16,63	249	6	14,07	84	3	10,26	31
Reales .....	4	4,84	19	7	3,31	23	3	3,2	10
Pesos chilenos.....	-	-	-	27	0,02	1	4.344	0,01	43
Yenes .....	-	-	-	119	0,11	13	-	-	-
<b>Inversiones en activos financieros</b>									
Dólares estadounidenses.....	478	15,79	7.548	-	-	-	-	-	-
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo</b>									
Dólares estadounidenses.....	414	15,79	6.537	1.009	12,94	13.056	647	8,45	5.467
Pesos chilenos.....	240	0,02	5	502	0,02	10	-	-	-
Reales .....	2	4,84	10	4	3,31	13	-	-	-
Francos suizos .....	- <sup>(2)</sup>	15,52	6	-	-	-	-	-	-
<b>Total del activo corriente .....</b>			<b>26.476</b>			<b>22.829</b>			<b>12.616</b>
<b>Total del activo .....</b>			<b>36.930</b>			<b>23.457</b>			<b>13.268</b>
<b>Pasivo no corriente</b>									
<b>Provisiones</b>									
Dólares estadounidenses.....	2.675	15,89	42.506	2.774	13,04	36.173	2.785	8,55	23.812
<b>Préstamos</b>									
Dólares estadounidenses.....	5.741	15,89	91.222	4.403	13,04	57.417	2.845	8,55	24.325
Reales .....	13	4,88	63	4	3,35	13	-	-	-
Francos suizos.....	300	15,57	4.673	-	-	-	-	-	-
<b>Otros pasivos</b>									
Dólares estadounidenses.....	21	15,89	334	24	13,04	316	35	8,55	303
<b>Cuentas por pagar</b>									
Dólares estadounidenses.....	133	15,89	2.113	13	13,04	166	20	8,55	167
<b>Total del pasivo no corriente .....</b>			<b>140.911</b>			<b>94.085</b>			<b>48.607</b>
<b>Pasivo corriente</b>									
<b>Provisiones</b>									
Dólares estadounidenses.....	45	15,89	715	80	13,04	1.043	177	8,55	1.513
<b>Cargas fiscales</b>									
Reales .....	5	4,88	24	6	3,31	20	-	-	-
Pesos chilenos.....	1.055	0,02	21	1.077	0,02	22	-	-	-
<b>Préstamos</b>									
Dólares estadounidenses.....	1.054	15,89	16.754	1.543	13,04	20.121	911	8,55	7.792
Reales .....	17	4,88	82	35	3,35	117	16	3,2	51
Francos suizos.....	3	15,57	45	-	-	-	-	-	-
<b>Remuneraciones y cargas sociales</b>									
Dólares estadounidenses.....	6	15,89	96	7	13,04	91	3	8,55	26
Reales .....	2	4,88	10	2	3,35	7	2	3,2	6
Pesos chilenos.....	501	0,02	10	423	0,02	8	-	-	-
<b>Otros pasivos</b>									
Dólares estadounidenses.....	275	15,89	4.371	32	13,04	412	83	8,55	708
<b>Cuentas por pagar</b>									
Dólares estadounidenses.....	1.197	15,89	19.020	1.845	13,04	24.064	1.932	8,55	16.520
Euros.....	15	16,77	252	26	14,21	369	24	10,41	248
Pesos chilenos.....	4.915	0,02	98	1.283	0,02	26	6.387	0,01	64
Reales .....	9	4,88	44	14	3,35	47	11	3,2	35
Francos suizos.....	- <sup>(2)</sup>	15,57	3	-	-	-	-	-	-
Yenes .....	-	-	-	29	0,11	3	-	-	-
<b>Total del pasivo corriente .....</b>			<b>41.545</b>			<b>46.350</b>			<b>26.963</b>
<b>Total del pasivo .....</b>			<b>182.456</b>			<b>140.435</b>			<b>75.570</b>

(1) Tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 según Banco Nación Argentina.

(2) Valor registrado menor a 1.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

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

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138



### 34. HECHOS POSTERIORES

- Con fecha 23 de febrero de 2017, YPF y Petrouuguay S.A. firmaron el acuerdo definitivo para la cesión del 20% de participación en el área Aguada de la Arena, ubicada en la Provincia del Neuquén, por un monto de US\$ 18 millones. De esta manera, YPF incrementará su participación hasta el 100% en la mencionada área.
- Con fecha 23 de febrero de 2017, YPF celebró un acuerdo (en adelante, el "Acuerdo") con O&G Developments Ltd. S.A. (en adelante, "O&G"), una afiliada de Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A., por medio del cual YPF y O&G acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil y shale gas en dos fases, con una inversión conjunta de US\$ 305,8 millones más I.V.A. en el área Bajada de Añelo, Provincia del Neuquén, de los cuales O&G aportará el 97,6% e YPF el 2,4%. O&G será el operador del área. El Acuerdo prevé un período de exclusividad para la negociación y firma de contratos definitivos. Una vez firmados los mismos y cumplidas ciertas condiciones precedentes, entre las que se encuentra la aprobación regulatoria pertinente por parte de las autoridades de la Provincia del Neuquén, se iniciará la ejecución del proyecto, por el cual O&G adquiriría una participación del 50% en la concesión de explotación que cubre un área de 204 km<sup>2</sup>.
- Con fecha 6 de marzo de 2017, se publicó la Resolución del MINEM 46-E/2017 por la cual se crea el "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" (en adelante el "Programa"), destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de dichos reservorios en la Cuenca Neuquina, teniendo una vigencia desde su publicación hasta el 31 de diciembre de 2021.

La Resolución establece una compensación para los volúmenes de producción de Gas No Convencional provenientes de concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina incluidas en el Programa, para lo cual dicha concesión deberá primero contar con un plan de inversión específico, aprobado por la Autoridad de Aplicación Provincial, con la conformidad de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos.

La compensación será la que resulte de restar el Precio Efectivo unitario ponderado obtenido de las ventas de gas natural al mercado interno, incluyendo el gas de origen convencional y no convencional, y el Precio Mínimo unitario establecido por la Resolución para cada año, multiplicado por los volúmenes de producción de gas no convencional. Los Precios Mínimos establecidos por la Resolución son de 7,50 US\$/MMBTU para el año 2018, 7,00 US\$/MMBTU para el año 2019, 6,50 US\$/MMBTU para el año 2020, 6,00 US\$/MMBTU para el año 2021.

Las compensaciones derivadas del Programa se abonarán, para cada concesión incluida en el Programa, en un 88% a las empresas y el 12% a la Provincia correspondiente a cada concesión incluida en el Programa.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados no han existido otros hechos posteriores significativos cuyo efecto sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones del Grupo al 31 de diciembre del 2016 o su exposición en nota a los presentes estados financieros consolidados, de corresponder, no hubieren sido considerados en los mismos según las NIIF.

Los presentes estados financieros consolidados fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 9 de marzo de 2017 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ  
Presidente



**RATIFICACION DE FIRMAS LITOGRAFIADAS**

Por la presente ratificamos las firmas que obran litografiadas en las hojas que anteceden desde la página N° 1 hasta la N° 131.

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

ALEJANDRO DIAZ  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ  
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 financieros 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 la nota 16 a dichos estados financieros consolidados) que incluyen el estado de situación patrimonial consolidado al 31 de diciembre de 2016 y 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 34 (la nota 2 describe las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados adjuntos). Los saldos y otra información correspondiente a los ejercicios 2015 y 2014, son parte integrante de los estados financieros mencionados precedentemente y se las presenta con el propósito de que se interpreten exclusivamente en relación con las cifras y con la información del ejercicio económico actual.
2. El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) como normas contables profesionales 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 financieros 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 9 de marzo de 2017. Una auditoría involucra aplicar procedimientos, sustancialmente sobre bases selectivas, para obtener evidencias sobre la información expuesta en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor e incluyen su evaluación de los riesgos de que existan distorsiones significativas en los estados financieros 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 financieros, 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 financieros 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 financieros individuales de las sociedades que integran el grupo económico, las que se detallan en la nota 16 de los estados financieros consolidados adjuntos. Los estados financieros 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 financieros 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 2016, 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 financieros adjuntos se encuentran asentados en el libro Inventarios y Balances.
  - b. Hemos revisado la memoria del Directorio y la información incluida en su Anexo sobre el grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario requerida por la Resolución General N° 606/12 de la CNV, sobre las cuales nada tenemos que observar en materia de nuestra competencia.
  - c. De acuerdo a lo requerido por la Resolución General N° 340 de la Comisión Nacional de Valores, sobre la independencia del auditor externo y sobre la calidad de las políticas de auditoría aplicadas por el mismo y de las políticas de contabilización de la Sociedad, el informe del auditor externo descripto anteriormente incluye la manifestación de haber aplicado las normas de auditoría vigentes en Argentina, que comprenden los requisitos de independencia, y no contiene salvedades en relación a la aplicación de dichas normas y de las normas contables profesionales vigentes en Argentina.
  - d. En ejercicio del control de legalidad que nos compete, hemos aplicado durante el ejercicio, los procedimientos que consideramos necesarios de acuerdo con las circunstancias, en cumplimiento de los deberes previstos en la Ley N° 19.550, 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.
  - f. 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 30.k.a.II) a los estados financieros consolidados adjuntos relacionada con las exigencias de Patrimonio Neto Mínimo y contrapartida líquida requerida por la citada normativa.

**Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 9 de marzo de 2017.**

Por Comisión Fiscalizadora

Alejandro Diaz  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 192 - F° 224  
Síndico Titular

## **YPF Sociedad Anónima**

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

Ejercicio Económico N° 40 iniciado el 1 de enero de 2016

### **Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2016**

Información confeccionada sobre la base de los Estados Financieros Consolidados de YPF S.A. y sus sociedades controladas

#### **Contenido**

---

- 1.- Comentarios Generales (\*)
- 2.- Síntesis de la Estructura Patrimonial
- 3.- Síntesis de la Estructura de Resultados
- 4.- Síntesis del Estado de Flujos de Efectivo
- 5.- Datos Estadísticos (\*)
- 6.- Índices
- 7.- Perspectivas (\*)

---

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

Marzo 9, 2017

## 1. Comentarios Generales

Siendo YPF S.A. (en adelante “YPF” o la “Sociedad”) y sus subsidiarias (en adelante y en su conjunto, el “Grupo”) un conjunto de empresas cuya actividad se centra básicamente en el mercado argentino, el Grupo 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 últimos datos publicados del Informe de Avance del Nivel de Actividad confeccionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC), la estimación provisoria de actividad económica reflejó un incremento del 2,6% para el año 2015, mientras que el mismo informe mostró una variación negativa del 2,3% en el PIB (Producto Interno Bruto) para el acumulado del año 2016 respecto a igual acumulado del año anterior.

De acuerdo al índice de precios al consumidor nacional urbano (IPCNU), la inflación de los primeros diez meses del año 2015 fue del 11,9%, mientras que este mismo indicador había reflejado un valor de la inflación del 23,9% para el todo el año 2014. Con fecha 7 de enero de 2016 y mediante el Decreto N° 55/2016 del Poder Ejecutivo Nacional (PEN), se declaró en estado de emergencia administrativa al Sistema Estadístico Nacional y a su órgano rector, el INDEC. A partir de ese momento dejó de publicarse el IPCNU y para los últimos dos meses del año 2015 se dieron a conocer dos índices de precios al consumidor alternativos. Estos índices son los elaborados por la Dirección General de Estadística y Censos de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y por la Dirección Provincial de Estadística y Censos de la Provincia de San Luis. Los mismos reflejaron un incremento de los precios al consumidor del 26,9% y del 31,6%, respectivamente, para el acumulado del año 2015. Para los primeros cuatro meses de 2016, estos mismos índices alternativos han mostrado un incremento de precios al consumidor del 19,1% y 14,1%, respectivamente. Con fecha 15 de junio de 2016, el INDEC comenzó a publicar nuevamente su propio índice de precios al consumidor para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los partidos que integran el Gran Buenos Aires (IPC-GBA), el cual arrojó un incremento del 7,4% para el bimestre mayo-junio de 2016, y sendos incrementos del 3,3% y 5,3% para el tercer y cuarto trimestre de 2016, respectivamente.

En este contexto, el Banco Central de la República Argentina (BCRA), según lo expone en su Informe de Política Monetaria, ha dispuesto una política de sesgo antiinflacionario, la cual se instrumenta a través de una tasa de interés positiva en términos reales. En particular, el BCRA fija su tasa de política monetaria, la LEBAC de 35 días durante 2016 y el centro de corredor de pasés desde 2017, de manera que sea superior a la tendencia esperada de la inflación para ese período. En el segundo trimestre de 2016, esta política se plasmó en una reducción de la tasa de referencia del 38% al 30,25%, en el tercer trimestre se observó una nueva reducción de ella al 26,75% y en el cuarto trimestre volvió a bajar al 24,75%, todo esto a medida que la autoridad monetaria fue dejando atrás el impacto del reordenamiento de precios relativos y pasó a considerar menores registros de inflación esperada.

El 17 de diciembre de 2015 el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas anunció la liberación de lo que se había dado en llamar “cepo cambiario”, produciéndose una devaluación significativa en el tipo de cambio oficial, que convergió a partir de entonces con otros tipos de cambio implícitos existentes hasta ese momento. Esta situación generó una nueva realidad en la

economía del país impactando a toda la industria. La evolución de los precios de los combustibles y otros productos refinados comercializados en el mercado interno quedaron disminuidos medidos en dólares como así también ciertos costos, lo que generó un desafío para el Grupo, encarando una tarea de contención de sus costos dolarizados y alineamiento de los precios en el mercado interno para enfrentar este nuevo contexto. A su vez, un 70% de la deuda financiera del Grupo (\$ 108.029 millones al cierre de 2016) se encuentra denominada en dólares, y un 83% es deuda a largo plazo (más de un año a su vencimiento).

En este sentido, el tipo de cambio peso/dólar había culminado el año 2015 en un valor de 13,04 pesos por dólar y se incrementó hasta llegar a 15,89 pesos por dólar al cierre del año 2016, resultando por lo tanto aproximadamente un 21,9% superior a la cotización observada a finales de 2015 y un 59,8% superior, en promedio, al registrado en 2015.

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, el barril de crudo Brent cotizó a US\$ 54,96 al cierre del mes de diciembre de 2016, lo que representa una suba del 50,1% frente a la cotización de US\$ 36,61 al cierre de diciembre de 2015, recuperándose de cotizaciones aún inferiores registradas en el transcurso del primer trimestre, habiendo llegado a tocar un mínimo de US\$ 26,01 a mediados del mes de enero de 2016. En cuanto a la cotización promedio del año actual, la misma presentó una baja de 16,8% con respecto al promedio del año 2015.

En este contexto, a principios de 2015, productores locales de crudo y refinadores negociaron 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 desde el último trimestre de 2014. Esta dinámica continuó en 2016. Durante el mes de enero se acordó una reducción del precio del petróleo de un 10% en dólares y en agosto se volvió a acordar una reducción adicional del 6%, escalonada en tres meses. En enero de 2017, los productores y refinadores de petróleo llegaron un acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina, en el cual se estableció un sendero de precios para la comercialización de petróleo en el mercado interno, con el objetivo de alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017.

Mediante el Decreto N° 272/2015 del PEN, de fecha 29 de diciembre de 2015, se disolvió la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, transfiriéndose al Ministerio de Energía y Minería las funciones y facultades de competencia federal que dicha Comisión poseía, y conservando las autoridades provinciales las atribuciones que corresponden a sus jurisdicciones. Cabe destacar también que este mismo decreto estableció, en su artículo 6°, que los derechos derivados de las acciones de titularidad del Estado Nacional en YPF Sociedad Anónima y en YPF Gas Sociedad Anónima, con excepción de las acciones que pertenecieran al Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Régimen Previsional Público de Reparto, serán ejercidos por el Ministerio de Energía y Minería.

## 1.1. AÑO 2016 VS. AÑO 2015

### ➤ COMPARACIÓN DE RESULTADOS

#### - El Grupo

A nivel operativo, en el año 2016 la producción total de hidrocarburos aumentó un 0,1% respecto al año anterior, alcanzando los 577 miles de boe/día.

La producción de gas natural alcanzó los 44,6 Mm<sup>3</sup>/día, siendo un 0,9% superior a la del año 2015, mientras que la producción de crudo disminuyó un 2,0%, totalizando 245 mil bbl/día. La producción de NGL (líquidos del gas natural) aumentó un 6,9%.

Por otra parte, en el presente ejercicio, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 91,9%, un 1,8% inferior respecto del año pasado, principalmente por las paradas programadas de diferentes unidades en nuestras Refinerías de La Plata y Plaza Huincul, entre los meses de marzo y junio del presente año. Con estos menores niveles de procesamiento, se obtuvo una menor producción de Gas Oil (-1,1%), de Naftas (-0,7%), de Fuel Oil (-15,8%) y una mayor producción de otros refinados como GLP y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del año anterior. La menor producción de Fuel Oil se vio acentuada por la puesta en funcionamiento de la nueva unidad de Coque en la refinería La Plata que permite una mayor obtención de productos intermedios.

Los ingresos correspondientes al año 2016 fueron de \$ 210.100 millones, lo que representa un aumento del 34,6% en comparación con los \$ 156.136 millones correspondientes al año 2015. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos del Grupo antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron \$ 14.303 millones, o 25,2%, debido a un incremento aproximado del 30,5% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 4,1%, reflejando sin embargo un incremento del 8,3% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron \$ 11.298 millones, o 32,3%, debido a un incremento aproximado del 34,1% en el precio promedio para el mix de naftas, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,3%, reflejando sin embargo un incremento del 1,1% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en \$ 14.409 millones, o 65,5%, debido a un incremento en el precio promedio del 67,8% en pesos (o un incremento de 5,8% en dólares), principalmente debido no sólo a mayores precios a terceros sino también a la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental, parcialmente compensado con una disminución del 1,4% en los volúmenes de venta;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en \$ 2.866 millones, o 78,0%, debido a un

incremento en el precio promedio del 60,1% y a un aumento del 11,2% en los volúmenes de venta;

- Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en \$ 2.583 millones, o 36,6%, debido a un incremento en el precio promedio de aproximadamente 54,5%, parcialmente compensado con una disminución en los volúmenes comercializados del 11,6%;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en \$ 4.054 millones, o 33,0%. Se destacan entre ellos, las mayores exportaciones de harinas, granos y aceites en un 38,8%, de Aerokerosene en un 29,0%, y de los productos Petroquímicos en un 37,2%, en todos ellos debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos, compensados parcialmente con disminuciones en los volúmenes comercializados.
- Compensando parcialmente el efecto de los incrementos mencionados, en 2015 el Grupo devengó \$ 1.988 millones correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo, establecido por la Resolución 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Dicho programa fue discontinuado a partir de 2016.

El costo de ventas correspondiente al año 2016 fue de \$ 177.304 millones, un 48,3% superior comparado con los \$ 119.537 millones correspondientes al año 2015, incluyendo incrementos en los costos de producción del 48,5% y en las compras del 43,9%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

#### *Costos de producción*

- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en \$ 17.371 millones, o 67,6%, debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) por \$ 8.405 millones, o 29,1%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 28,2%;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por \$ 2.530 millones, o 42,0%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 44,2%;
- Incremento en las regalías por \$ 5.163 millones, o 45,7%, de los cuales \$ 3.179 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo y \$ 1.984 millones a regalías sobre la producción de gas natural, en ambos casos por los mayores valores en boca de pozo de estos productos;
- Incremento en los costos de transporte por \$ 2.156 millones, o 45,0%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

#### *Compras*

- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 2.228 millones, o 19,5%, debido a un incremento del 35,0% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, relacionado principalmente a la depreciación del peso, ya que hubo

una disminución del 13,4% en los precios promedio cobrados por terceros en dólares, y a una disminución en los volúmenes de compra de aproximadamente 11,4%;

- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 5.454 millones, o 70,5%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 45,6% en el precio del bioetanol y un 76,3% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 11,0% por un incremento en la cuota de corte en las naftas, y a un aumento en los volúmenes de FAME del 1,4%;
- Incremento en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e industrias) por \$ 2.274 millones, o 78,2%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 70,0% y a un incremento de los volúmenes adquiridos del 4,8%;
- Incremento en la recepción de granos por \$ 1.526 millones, o 58,1%, a través de la modalidad de Canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento en el precio promedio de 91,1%, parcialmente compensado por una disminución de los volúmenes del 17,3%;
- Menores importaciones de combustibles por \$ 621 millones, o 10,0%, debido a un 38,5% de menor volumen adquirido de gas oil, compensado parcialmente por un incremento del 15,7% en los volúmenes importados de naftas y jet fuel.

Adicionalmente, el monto indemnizatorio de seguro devengado en 2015 vinculado al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013, ascendió a \$ 615 millones. De la misma manera, el monto indemnizatorio de seguro devengado en 2015 relacionado con el siniestro que afectó nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero (Mendoza) en marzo de 2014, ascendió a \$ 1.165 millones, de los cuales \$ 794 millones fueron registrados como un menor costo por compras y \$ 371 millones como otros resultados operativos. Ambos casos mencionados impactan negativamente en la comparación del costo de ventas del año 2016 con el correspondiente al año anterior.

Los gastos de administración correspondientes al año 2016 ascendieron a \$ 7.126 millones, presentando un aumento del 27,6% frente a los \$ 5.586 millones registrados durante 2015, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios informáticos.

Los gastos de comercialización correspondientes al año 2016 ascendieron a \$ 15.212 millones, presentando un incremento del 37,1% comparado con los \$ 11.099 millones registrados en 2015, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por aumentos en gastos de personal, en los cargos por depreciaciones de propiedades, planta y equipo, en las actividades publicitarias y promocionales y en la provisión para deudores de dudoso cobro, esto último debido a recuperos de incobrabilidades en el segmento de distribuidoras de gas natural registrados en 2015.

Los gastos de exploración correspondientes al año 2016 ascendieron a \$ 3.155 millones, presentando un incremento del 27,6% comparado con los \$ 2.473 millones correspondientes al año 2015, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el año 2016 versus el año 2015 por un monto diferencial de \$ 625 millones. Adicionalmente, las erogaciones por gastos para el desarrollo de estudios geológicos y geofísicos no mostraron variaciones significativas entre ambos años. Sin embargo, la inversión exploratoria total disminuyó \$ 1.375 millones, o 49,7%, comparado con el año 2015.

Asimismo, en 2016 la Sociedad ha reconocido un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo por \$ 34.943 millones motivados principalmente por una reducción estimada del precio del petróleo comercializado en el mercado interno, conjuntamente con la evolución estimada del comportamiento de los costos en función tanto a variables macroeconómicas como de comportamiento operativo de nuestros activos. Para una mayor descripción, ver Nota 2.c a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016.

En el año 2015 la Sociedad reconoció un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles por \$ 2.535 millones motivados principalmente por una reducción del precio del petróleo comercializado en el mercado interno en el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo. Esta pérdida había impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo por un valor de \$ 2.361 millones y los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos por un valor de \$ 174 millones.

Los Otros resultados operativos, netos, correspondientes al año 2016 alcanzaron una ganancia de \$ 3.394 millones, o 101,8% comparado con la ganancia de \$ 1.682 millones correspondientes a 2015. En el presente ejercicio, este rubro incluye principalmente el resultado neto de \$ 1.528 millones generado por el proceso de desconsolidación del grupo de entidades de Maxus (ver nota 27 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2016), y un ingreso de \$ 1.407 millones relacionado con el Proyecto Integral Área Magallanes (PIAM) y en virtud del acuerdo al que se arribó con el socio para participar de la extensión de la concesión de esta área. La variación restante corresponde principalmente a menores incentivos para la construcción recibidos por nuestra compañía controlada A-Evangelista S.A. por \$ 199 millones y a un incremento de \$ 48 millones correspondientes a la Asistencia económica transitoria devengada por nuestra subsidiaria Metrogas S.A.

La pérdida operativa correspondiente al año 2016 alcanzó los \$ 24.246 millones, debido a los factores descriptos anteriormente, representando una disminución del 246,2% en comparación con la utilidad operativa de \$ 16.588 millones correspondiente al año 2015.

Los resultados financieros correspondientes al año 2016 fueron una pérdida de \$ 6.146 millones, representando una disminución de 150,6% en comparación con la ganancia de \$ 12.157 millones correspondientes al año 2015. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de \$ 8.603 millones, debido a la menor depreciación del peso observada durante el año 2016 con respecto a 2015. A su vez, se registraron mayores intereses negativos y otros resultados financieros por \$ 9.700 millones,

producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante 2016 y en comparación con 2015. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el año 2016 fue de \$ 116.976 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el año 2015 fue de \$ 64.956 millones, importes que expresados en dólares equivalen a US\$ 7.941 millones y US\$ 7.047 millones, respectivamente. El monto de endeudamiento financiero neto promedio se calcula como el promedio lineal de los préstamos corrientes y no corrientes al principio y al final del período correspondiente neto del promedio lineal de efectivo y equivalentes de efectivo al principio y al final del período correspondiente.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al año 2016 fue una ganancia de \$ 1.425 millones, en comparación con el cargo negativo de \$ 24.637 millones correspondiente al año 2015, lo cual representa una disminución de 105,8%. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el menor impuesto diferido por \$ 27.313 millones, la cual fue parcialmente compensada con un incremento de \$ 1.251 millones en el monto de impuesto corriente. El menor cargo por impuesto diferido obedece a la registración del activo diferido por \$ 12.230 relacionado con el deterioro de propiedad, planta y equipo antes mencionado, y a la menor diferencia generada por la revaluación de los valores contables respecto de los valores impositivos de las propiedades, planta y equipo que se mantienen en pesos históricos para ser deducidos fiscalmente a medida que se deprecian, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y la menor devaluación registrada en el presente año 2016.

El resultado neto correspondiente al año 2016 fue negativo en \$ 28.379 millones, en comparación con una utilidad neta de \$ 4.426 millones durante el año 2015, lo que representa una disminución del 741,2%.

Los otros resultados integrales correspondientes al año 2016 ascendieron a \$ 27.414 millones, comparados con \$ 43.758 millones en 2015, motivado fundamentalmente por la menor apreciación de propiedades, planta y equipo, representando una disminución de 37,4%.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al año 2016 fue una pérdida de \$ 965 millones, lo que representa una disminución de aproximadamente 102,0% en comparación con una ganancia de \$ 48.184 millones para 2015.

#### ➤ **LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL**

Durante el año 2016, la generación de caja operativa alcanzó los \$ 49.183 millones, un 18,8% mayor a la del año anterior. Si bien el aumento del EBITDA fue de \$ 10.660, la caja operativa se incrementó en \$ 7.779 millones debido a un aumento en el capital de trabajo en el presente ejercicio. Cabe mencionar que en el ejercicio se realizó el cobro parcial de los saldos adeudados del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural a través de la recepción de BONAR 2020 US\$, los que aún se encuentran en cartera al cierre del presente período, por lo que no incrementan la caja operativa de la Sociedad. Si estas cobranzas se considerasen como parte de la generación de caja operativa del presente ejercicio, la misma hubiese presentado un incremento del 42,7% y hubiese sido \$ 17.697 millones superior a la generada en el año anterior.

El flujo de efectivo de las actividades de inversión alcanzó un total de \$ 66.174 millones durante el año 2016, un 3,3% mayor al del año anterior. Si bien las inversiones en propiedades, planta y equipo e intangibles fueron superiores en un 0,6% a las del año anterior, se registró también un incremento de las inversiones en activos financieros por \$ 2.404 millones.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el año 2016 la Sociedad tuvo un incremento neto de fondos de \$ 10.817 millones, a diferencia del incremento neto de \$ 23.665 millones obtenido en 2015. Esta diferencia fue generada por una menor toma y refinanciación de vencimientos de deuda por \$ 3.032 millones y por un mayor pago de intereses por \$ 9.550 millones. En el presente ejercicio se destacan la emisión de siete nuevas series de Obligaciones Negociables por un total de \$ 13.283 millones, US\$ 1.046 millones y 300 millones de francos suizos.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes al mismo de \$ 10.757 millones de pesos al 31 de diciembre de 2016. Asimismo, la deuda financiera de la Sociedad alcanzó los \$ 154.345 millones de pesos, siendo exigible en el corto plazo sólo un 17,3% del total.

## **1.2. CUARTO TRIMESTRE 2016 VS. CUARTO TRIMESTRE 2015**

### **➤ COMPARACIÓN DE RESULTADOS**

#### **- La Sociedad**

A nivel operativo, en el cuarto trimestre de 2016 la producción total de hidrocarburos disminuyó un 1,3% respecto al mismo período de 2015, alcanzando los 574 miles de boe/día.

La producción de gas natural alcanzó los 44,6 Mm3/día, siendo un 1,7% superior a la del mismo período de 2015, mientras que la producción de crudo disminuyó un 5,0%, totalizando 240 mil bbl/día. La producción de NGL (líquidos del gas natural) aumentó un 0,6%.

Por otra parte, en el cuarto trimestre de 2016, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 93,7%, un 1,7% superior al mismo período del año pasado. Con estos mayores niveles de procesamiento, se obtuvo una mayor producción de Gas Oil (+7,7%) y de Naftas (+2,9%), una menor producción de Fuel Oil (-44,1%), mientras que se incrementó la producción de otros refinados como GLP, jet fuel y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del cuarto trimestre del año anterior.

Los ingresos correspondientes al cuarto trimestre de 2016 fueron de \$ 54.558 millones, lo que representa un aumento del 33,2% en comparación con los \$ 40.946 millones correspondientes al mismo período de 2015. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos del Grupo antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron \$ 3.497 millones, o 23,7%, debido a un incremento aproximado del 27,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de

aproximadamente un 3,2%, reflejando sin embargo un incremento del 10,6% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);

- Las ventas de naftas aumentaron \$ 3.001 millones, o 31,4%, debido a un incremento aproximado del 33,5% en el precio promedio para el mix de naftas, compensado parcialmente por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,6%, reflejando sin embargo un incremento del 5,1% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en \$ 2.894 millones, o 47,5%, debido a un incremento en el precio promedio del 59,4% en pesos (o un incremento de 7,6% en dólares), principalmente debido no sólo a mayores precios a terceros sino también a la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental, parcialmente compensado con una disminución del 7,5% en los volúmenes de venta;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en \$ 699 millones, o 79,8%, debido a un incremento en el precio promedio del 93,7%, parcialmente compensado con una disminución del 7,2% en los volúmenes de venta;
- Las ventas de fuel oil en el mercado interno disminuyeron en \$ 232 millones, o 13,9%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 39,7%, parcialmente compensado con un incremento en el precio promedio de aproximadamente 42,8%;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en \$ 1.814 millones, o 66,3%. Se destacan entre ellos, las mayores exportaciones de harinas, granos y aceites en un 34,0%, de Aerokerosene en un 57,5%, y de los productos Petroquímicos en un 68,1%, en todos ellos debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos, compensados con disminuciones en los volúmenes comercializados; así como también las mayores exportaciones, en volúmenes y precios, de nafta virgen y LPG, en un 117,6% y 693,4%, respectivamente.
- En el cuarto trimestre del año 2015 el Grupo devengó \$ 831 millones correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo, establecido por la Resolución 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Dicho programa fue discontinuado a partir de 2016.

El costo de ventas correspondiente al cuarto trimestre de 2016 fue de \$ 46.326 millones, un 41,3% superior comparado con los \$ 32.781 millones correspondientes al cuarto trimestre de 2015, incluyendo incrementos en los costos de producción del 36,6% y en las compras del 40,7%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

#### *Costos de producción*

- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en \$ 2.547 millones, o 34,5%, debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por \$ 2.011 millones, o 24,4%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 24,6%;

- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por \$ 585 millones, o 34,4%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 30,8%;
- Incremento en las regalías por \$ 1.086 millones, o 36,2%, de los cuales \$ 701 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo y \$ 385 millones a regalías sobre la producción de gas natural, en ambos casos por los mayores valores en boca de pozo de estos productos;
- Incremento en los costos de transporte por \$ 556 millones, o 40,7%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

#### *Compras*

- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 287 millones, o 9,7%, debido a un incremento del 22,5% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, relacionado principalmente a la depreciación del peso y a una disminución en los volúmenes de compra de aproximadamente 10,4%;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 1.936 millones, o 97,9%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 53,2% en el precio del bioetanol y un 63,5% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 20,1% y a un aumento en los volúmenes de FAME del 29,8%;
- Incremento en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e industrias) por \$ 601 millones, o 103,1%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 104,2% y a una disminución de los volúmenes adquiridos del 0,5%;
- Incremento en la recepción de granos por \$ 314 millones, o 50,9%, a través de la modalidad de Canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento en el precio promedio de 49,3% y a un aumento de los volúmenes del 1,0%;
- Menores importaciones de combustibles por \$ 1.014 millones, o 63,1% debido a un 89,2% de menor volumen adquirido de gas oil y a un 44,5% de menores volúmenes importados de naftas y jet fuel.

Adicionalmente, el monto indemnizatorio de seguro devengado en el cuarto trimestre de 2015 relacionado con el siniestro que afectó nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero (Mendoza) en marzo de 2014, ascendió a \$ 603 millones, de los cuales \$ 411 millones fueron registrados como un menor costo por compras y \$ 192 millones como otros resultados operativos. Esto impacta negativamente en la comparación del costo de ventas del cuarto trimestre del año 2016 con el correspondiente al mismo período del año anterior.

Los gastos de administración correspondientes al cuarto trimestre del año 2016 ascendieron a \$ 1.868 millones, presentando un aumento del 8,0% frente a los \$ 1.729 millones registrados durante el mismo período de 2015, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas.

Los gastos de comercialización correspondientes al cuarto trimestre del año 2016 ascendieron a \$ 4.534 millones, presentando un incremento del 49,4% comparado con los \$ 3.034 millones registrados durante el mismo período de 2015, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores gastos de personal, en los cargos por depreciaciones de propiedades, planta y equipo y en las actividades publicitarias y promocionales.

Los gastos de exploración correspondientes al cuarto trimestre del año 2016 ascendieron a \$ 1.651 millones, presentando un incremento del 131,6% comparado con los \$ 713 millones correspondientes al mismo período del año 2015, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre versus el mismo período del año 2015 por un monto diferencial de \$ 913 millones. Adicionalmente, las erogaciones por gastos para el desarrollo de estudios geológicos y geofísicos no mostraron variaciones significativas entre ambos períodos. Sin embargo, la inversión exploratoria total disminuyó \$ 160 millones, o 21,8%, comparado con el mismo trimestre del año anterior.

En el cuarto trimestre de 2016 se registró un recupero del cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo del Negocio Upstream de \$ 1.245 millones generado, entre otros, por una reducción de costos operativos estimados y una leve mejora en la proyección de los precios internacionales, todo lo cual es parcialmente compensado con el efecto de la variación de reservas respecto al período anterior.

Asimismo, en el cuarto trimestre de 2015 la Sociedad reconoció un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles por \$ 2.535 millones motivados principalmente por una reducción del precio del petróleo comercializado en el mercado interno en el corto plazo y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo. Esta pérdida había impactado los activos de los campos en Argentina con reservas y producción mayoritariamente de petróleo por un valor de \$ 2.361 millones y los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos por un valor de \$ 174 millones.

Los Otros resultados operativos, netos, correspondientes al cuarto trimestre de 2016 alcanzaron una ganancia de \$ 1.972 millones, o 160,8%, comparado con la ganancia de \$ 756 millones durante el mismo período de 2015. En el presente período, este rubro incluye principalmente un ingreso de \$ 1.079 millones relacionado con el Proyecto Integral Área Magallanes (PIAM) y en virtud del acuerdo al que se arribó con el socio para participar de la extensión de la concesión de esta área. Incluye también el registro de la Asistencia económica transitoria de \$ 759 millones devengada por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., mientras que en el último trimestre de 2015 habían registrado \$ 149 millones por este mismo concepto.

La utilidad operativa correspondiente al cuarto trimestre de 2016 alcanzó los \$ 3.396 millones debido a los factores descriptos anteriormente, representando un incremento del 273,2% en comparación con la utilidad operativa de \$ 910 millones correspondiente al cuarto trimestre del año 2015.

Los resultados financieros correspondientes al cuarto trimestre de 2016 fueron una pérdida de \$ 2.213 millones, representando una disminución de 115,6% en comparación con la ganancia de \$ 14.166 millones correspondientes al mismo trimestre de 2015. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de \$ 13.572 millones, debido a la menor depreciación del peso observada durante el último trimestre de 2016 con respecto al mismo período de 2015. A su vez, se registraron mayores intereses negativos y otros resultados financieros por \$ 2.807 millones, producto de un mayor endeudamiento promedio durante el presente trimestre de 2016 y en comparación con el mismo período de 2015. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el cuarto trimestre de 2016 fue de \$ 138.647 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el mismo trimestre de 2015 fue de \$ 77.377 millones, importes que expresados en dólares equivalen a US\$ 9.001 millones y US\$ 7.643 millones, respectivamente.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al cuarto trimestre de 2016 fue una ganancia de \$ 377 millones, en comparación con el cargo negativo de \$ 17.207 millones correspondiente al año 2015, lo cual representa una disminución de 102,2%. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el menor impuesto diferido por \$ 21.236 millones, la cual fue parcialmente compensada con un incremento de \$ 3.652 millones en el monto de impuesto corriente. El menor cargo por impuesto diferido obedece principalmente a la menor diferencia generada por la revaluación de los valores contables respecto de los valores impositivos de las propiedades, planta y equipo que se mantienen en pesos históricos para ser deducidos fiscalmente a medida que se deprecian, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y la menor devaluación registrada en el último trimestre año 2016 con respecto al mismo período de 2015.

El resultado neto correspondiente al cuarto trimestre de 2016 fue una ganancia de \$ 1.775 millones, en comparación con una pérdida neta de \$ 1.865 millones durante el mismo período de 2015, lo que representa un incremento de 195,2%.

Los otros resultados integrales correspondientes al cuarto trimestre de 2016 ascendieron a \$ 4.850 millones, comparados con \$ 35.529 millones en el mismo período de 2015, motivado fundamentalmente por la menor apreciación de propiedades, planta y equipo, representando una disminución de 86,4%.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al cuarto trimestre de 2016 fue una ganancia de \$ 6.625 millones, lo que representa una disminución de aproximadamente 80,3% en comparación con una ganancia de \$ 33.664 millones durante 2015.

#### - Los Segmentos de Negocio

##### ❖ **Upstream**

Durante el cuarto trimestre de 2016, el segmento de Upstream tuvo una utilidad operativa de \$ 2.135 millones, incluyendo un cargo positivo por deterioro de propiedades, planta y equipo de \$ 1.245 millones, comparados con una ganancia operativa de \$ 570 millones en el mismo período

de 2015, incluyendo cargos negativos por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles de \$ 2.535 millones.

Los ingresos netos de crudo y gas natural se incrementaron durante el cuarto trimestre de 2016 un 33,3% con relación al mismo período del año anterior, alcanzando los \$ 28.878 millones, comparado con los \$ 21.664 millones durante el mismo período de 2015. Este incremento se debe principalmente a los siguientes factores:

- La producción total de gas natural correspondiente al cuarto trimestre de 2016, alcanzó los 44,6 millones de m<sup>3</sup> por día, lo que representa un incremento aproximado de 1,7% frente al mismo trimestre de 2015. Con excepción de la producción de YSUR, todo el gas natural producido, neto del consumo interno, es asignado al segmento Gas y Energía para la venta a terceros (para el caso de YSUR, el segmento de Gas y Energía se encarga únicamente de la comercialización del gas que YSUR produce). Los volúmenes comercializados disminuyeron un 7,5% durante el cuarto trimestre de 2016, en comparación con el mismo periodo de 2015. El segmento de Exploración y Producción registra el precio promedio obtenido por YPF en tales ventas, netas de comisiones de venta y comercialización. Dicho segmento también incluye ingresos por el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural ("Plan Gas"), el cual incrementa el precio promedio obtenido por YPF como resultado del aumento de la producción de gas de YPF e YSUR. El ingreso promedio de gas natural registrado por la compañía durante el cuarto trimestre de 2016, incluyendo los ingresos del Plan Gas, alcanzaron US\$ 4,79 por millón de BTU, lo que representa un incremento del 7,6% comparado con US\$ 4,45 millón de BTU durante el mismo periodo de 2015;
- El precio intersegmento del petróleo medido en pesos se incrementó aproximadamente un 27,5%, mientras que se disminuyó un 16,2% en dólares; y la producción de petróleo durante el cuarto trimestre de 2016, tuvo una disminución del 5,0%, alcanzando 239,7 miles de barriles por día, en comparación con el mismo periodo de 2015. El volumen de petróleo crudo transferido entre el segmento de Exploración y Producción se incrementó en un 4,2% y los volúmenes vendidos a terceros disminuyeron en un 2,4%.
- Compensando parcialmente el efecto de los incrementos mencionados, en el cuarto trimestre de 2015 el Grupo devengó \$ 831 millones correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo, establecido por la Resolución 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Dicho programa fue discontinuado a partir de 2016.

En materia de los costos operativos totales se observó durante el cuarto trimestre de 2016 un incremento del 47,3%, alcanzando los \$ 27.565 millones (excluyendo los gastos exploratorios) comparado con los \$ 18.709 millones durante el mismo trimestre de 2015. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo aproximadamente por \$ 1.699 millones, o 25,6%, debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad;

- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) por aproximadamente \$ 2.011 millones, o 24,4%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 24,6%;
- Incremento en las regalías por \$ 1.086 millones, o 36,2%, de los cuales \$ 701 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo y \$ 385 millones a regalías sobre la producción de gas natural;
- Incremento en los costos de transporte por \$ 174 millones, o 38,4%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2016.

Los gastos de exploración correspondientes al cuarto trimestre del año 2016 ascendieron a \$ 1.636 millones, presentando un incremento del 129,5% comparado con los \$ 713 millones correspondientes al mismo período del año 2015, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre versus el mismo período del año 2015 por un monto diferencial de \$ 913 millones. Adicionalmente, las erogaciones por gastos para el desarrollo de estudios geológicos y geofísicos no mostraron variaciones significativas entre ambos períodos. Sin embargo, la inversión exploratoria total disminuyó \$ 160 millones, o 21,8%, comparado con el mismo trimestre del año anterior.

En el cuarto trimestre de 2016, se incluye también un ingreso de \$ 1.079 millones relacionado con el Proyecto Integral Área Magallanes (PIAM) y en virtud del acuerdo al que se arribó con el socio para participar de la extensión de la concesión de esta área.

#### ❖ **Downstream**

Los ingresos netos del segmento Downstream, el cual agrupa tanto las actividades de refinación, transporte, compra de crudo a terceros e intersegmento y la comercialización a terceros de petróleo crudo, productos destilados, y petroquímicos, durante el cuarto trimestre de 2016 alcanzaron los \$ 43.064 millones, representando un incremento de 32,4% en relación a los \$ 32.518 correspondientes al mismo período de 2015.

Durante el cuarto trimestre de 2016, el segmento de Downstream registró una utilidad operativa de \$ 520 millones, lo que representa un incremento del 176,7%, en comparación con la pérdida operativa de \$ 678 millones durante el mismo período de 2015. Entre los diferentes aspectos, favorables y desfavorables, que afectaron los resultados, se destacan los siguientes:

- Durante el cuarto trimestre de 2016 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 299 mil barriles diarios de petróleo, situándose aproximadamente en un 1,7% por encima del nivel observado en el mismo período de 2015. Con estos mayores niveles de procesamiento, se obtuvo una mayor producción de Gas Oil (+7,7%) y de Naftas (+2,9%), una menor producción de Fuel Oil (-44,1%) , mientras que se incrementó la producción de otros refinados como GLP, jet fuel y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del cuarto trimestre del año anterior;
- Las ventas de gas oil aumentaron \$ 3.497 millones, o 23,7%, debido a un incremento aproximado del 27,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 3,2%,

reflejando sin embargo un incremento del 10,6% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);

- Las ventas de naftas aumentaron \$ 3.001 millones, o 31,4%, debido a un incremento aproximado del 33,5% en el precio promedio para el mix de naftas, compensado parcialmente por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,6%, reflejando sin embargo un incremento del 5,1% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas de fuel oil en el mercado interno disminuyeron en \$ 232 millones, o 13,9%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 39,7%, parcialmente compensado con un incremento en el precio promedio de aproximadamente 42,8%;
- Los ingresos obtenidos por el segmento Downstream en el mercado externo se incrementaron en \$ 1.818, o 67,5%. Se destacan entre ellos, las mayores exportaciones de harinas, granos y aceites en un 34,0%, de Aerokerosene en un 57,5%, y de los productos Petroquímicos en un 37,2%, en todos ellos debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos, compensados con disminuciones en los volúmenes comercializados; así como también las mayores exportaciones, en volúmenes y precios, de nafta virgen y LPG, en un 117,6% y 693,4%, respectivamente;
- Menores importaciones de combustibles por \$ 1.014 millones, o 63,1%, debido a un 89,2% de menor volumen adquirido de gas oil y a un 44,5% de menores volúmenes importados de naftas y jet fuel.

Todo esto fue parcialmente compensado por:

- Incremento en las compras de petróleo crudo por \$ 4.998 millones o 29,0%, debido principalmente a aumento del 26,5% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, relacionado con la depreciación del peso frente al dólar, y debido a mayores volúmenes comprados. El volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo un incremento del 4,2% (aproximadamente 149 mil m3), y el volumen comprado a terceros tuvo una disminución de 10,4% (aproximadamente 67 mil m3);
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 1.936 millones, o 97,9%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 53,2% en el precio del bioetanol y un 63,5% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 20,1% y a un aumento en los volúmenes de FAME del 29,8%;
- Incremento en la recepción de granos por \$ 314 millones, o 50,9%, a través de la modalidad de Canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento en el precio promedio de 49,3% y a un aumento de los volúmenes del 1,0%;
- En relación a los costos de producción, se observa durante el cuarto trimestre de 2016 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente \$ 585 millones, o 34,4%. Dichos incrementos están fundamentalmente motivados por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 1,7% superior, el costo de refinación unitario aumentó en el cuarto trimestre de 2016 en un 30,8% en comparación con el mismo período de 2015. A su vez, los costos de

transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan un incremento de \$ 269 millones, lo que representa un aumento del 32,2%;

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo por aproximadamente \$ 856 millones, o 116,8%, motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior (se destaca la puesta en funcionamiento de la nueva unidad de Coque en la refinería La Plata), y debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad;
- Se registraron mayores gastos de comercialización por \$ 1.457 millones, o 50,5%, motivado fundamentalmente por mayores costos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en los precios de combustibles en el mercado interno, y por el incremento de las depreciaciones de activos vinculados al uso comercial y de las actividades publicitarias y promocionales.
- En los otros resultados operativos, netos de este segmento, correspondientes al cuarto trimestre de 2015, se registró un incremento de la provisión para juicios y contingencias de aproximadamente \$ 650 millones en relación con el dictado de una sentencia que hizo lugar a la demanda promovida por la Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993-1997, alegando sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante ese período.

#### ❖ **Gas y Energía**

En el cuarto trimestre de 2016, el Grupo comienza a reportar su segmento de negocios de Gas y Energía, el cual comprende las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural a terceros, servicios de regasificación de gas natural licuado (GNL) y generación de electricidad.

La ganancia operativa de este segmento correspondiente al cuarto trimestre de 2016 fue de \$ 825 millones, lo que representa un incremento del 239,5% frente a los \$ 243 millones durante el mismo período de 2015. Dicho incremento se debe principalmente a los mejores resultados en pesos obtenidos por los servicios de regasificación de GNL en Bahía Blanca y Escobar, cuyas tarifas están fijadas en dólares, y el registro de la Asistencia económica transitoria de \$ 759 millones devengada por nuestra compañía controlada Metrogas S.A. En el cuarto trimestre de 2015, Metrogas S.A. había devengado \$ 149 millones por este mismo concepto.

#### ❖ **Administración Central y Otros**

Durante el cuarto trimestre de 2016, la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a \$ 998 millones, frente a la pérdida operativa de \$ 853 millones correspondientes al mismo período de 2015, lo que representa un aumento de 17,0%. Esta variación está relacionada con los incrementos en los gastos de personal y con los mayores cargos por licencias informáticas, los cuales fueron compensados por los mejores resultados operativos registrados por nuestra compañía controlada A-Evangelista.

## ❖ **Resultados No Trascendidos a Terceros<sup>1</sup>**

Por su parte, los ajustes de consolidación, que corresponden a la eliminación de los resultados entre los distintos segmentos de negocios que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe positivo de \$ 914 millones en el cuarto trimestre de 2016 y habían tenido una magnitud también positiva de \$ 1.628 millones en el cuarto trimestre de 2015. En ambos períodos se produjo una reducción en la brecha entre los precios de transferencia entre negocios y el costo de reposición de los bienes de cambio de la Sociedad.

### ➤ **LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL**

Durante el cuarto trimestre del año 2016, la generación de caja operativa alcanzó los \$ 15.023 millones, un 55,1% superior a la del mismo período del año anterior. Este incremento de \$ 5.334 millones tuvo lugar gracias a un aumento del EBITDA de \$ 2.344 millones, a una reducción en el capital de trabajo en el trimestre y a un menor monto de pagos por impuesto a las ganancias por \$ 902 millones. Entre los principales motivos que contribuyen a dicha disminución del capital de trabajo cabe mencionar la cobranza de créditos adeudados a la Sociedad, entre ellos, los derivados del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural durante el presente trimestre y en comparación con el cuarto trimestre de 2015 cuando no se habían percibido cobranzas provenientes de este programa.

El flujo de efectivo de las actividades de inversión alcanzó un total de \$ 14.910 millones durante el cuarto trimestre del año 2016, un 13,3% menor al del mismo período del año anterior. Las inversiones en activos fijos e intangibles totalizaron \$ 15.097 millones en el cuarto trimestre de 2016 y fueron inferiores en un 11,6% a las del mismo período del año anterior. A su vez, en el cuarto trimestre de 2015 se habían cobrado \$ 212 millones de seguro por daño material, vinculado al siniestro sufrido por nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero (Mendoza) en marzo de 2014.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el cuarto trimestre de 2016 la Sociedad tuvo una disminución neta de fondos de \$ 7.001 millones, a diferencia del incremento neto de \$ 8.280 millones obtenido en el mismo período de 2015. Esta diferencia fue generada por una menor toma y refinanciación de vencimientos de deuda por \$ 12.822 millones y por un mayor pago de intereses por \$ 2.460 millones.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes al mismo de \$ 10.757 millones de pesos al 31 de diciembre de 2016. Asimismo, la deuda financiera de la Sociedad alcanzó los \$ 154.345 millones de pesos, siendo exigible en el corto plazo sólo un 17,3% del total.

---

<sup>1</sup> Incluidos dentro de los Ajustes de Consolidación. Ver Nota 5 de los Estados Financieros Consolidados.

## 2. Síntesis de la Estructura Patrimonial

Estados de Situación Financiera Consolidados al 31 de diciembre de 2016, 2015, 2014, 2013 y 2012.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
<b>Activo</b>					
Activo No Corriente	333.913	286.480	166.454	101.081	61.601
Activo Corriente	87.226	76.973	42.100	34.514	18.348
<b>Total del Activo</b>	<u>421.139</u>	<u>363.453</u>	<u>208.554</u>	<u>135.595</u>	<u>79.949</u>
<b>Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la controlante</b>	<u>118.755</u>	<u>120.413</u>	<u>72.630</u>	<u>48.016</u>	<u>31.260</u>
<b>Interés no controlante</b>	<u>(94)</u>	<u>48</u>	<u>151</u>	<u>224</u>	<u>-</u>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<u>118.661</u>	<u>120.461</u>	<u>72.781</u>	<u>48.240</u>	<u>31.260</u>
<b>Pasivo</b>					
Pasivo No Corriente	220.012	163.201	82.407	54.547	27.759
Pasivo Corriente	82.466	79.791	53.366	32.808	20.930
<b>Total del Pasivo</b>	<u>302.478</u>	<u>242.992</u>	<u>135.773</u>	<u>87.355</u>	<u>48.689</u>
<b>Total del Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<u>421.139</u>	<u>363.453</u>	<u>208.554</u>	<u>135.595</u>	<u>79.949</u>

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 09 -MARZO-2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 254 - Fº 138

### 3. Síntesis de la Estructura de Resultados

Estados de Resultados Integrales por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015, 2014, 2013 y 2012.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Ingresos	210.100	156.136	141.942	90.113	67.174
Costos	(177.304)	(119.537)	(104.492)	(68.094)	(50.267)
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>32.796</b>	<b>36.599</b>	<b>37.450</b>	<b>22.019</b>	<b>16.907</b>
Gastos de comercialización	(15.212)	(11.099)	(10.114)	(7.571)	(5.662)
Gastos de administración	(7.126)	(5.586)	(4.530)	(2.686)	(2.232)
Gastos de exploración	(3.155)	(2.473)	(2.034)	(829)	(582)
Deterioro de propiedades, planta y equipo	(34.943)	(2.535)			
Otros resultados operativos, netos	3.394	1.682	(1.030)	227	(528)
<b>Utilidad Operativa</b>	<b>(24.246)</b>	<b>16.588</b>	<b>19.742</b>	<b>11.160</b>	<b>7.903</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	588	318	558	353	114
Resultados financieros, netos	(6.146)	12.157	1.772	2.835	548
<b>Utilidad neta antes de imp. a las ganancias</b>	<b>(29.804)</b>	<b>29.063</b>	<b>22.072</b>	<b>14.348</b>	<b>8.565</b>
Impuesto a las Ganancias	1.425	(24.637)	(13.223)	(9.269)	(4.663)
<b>Utilidad Neta del ejercicio</b>	<b>(28.379)</b>	<b>4.426</b>	<b>8.849</b>	<b>5.079</b>	<b>3.902</b>
<b>Otros resultados integrales del período</b>	<b>27.414</b>	<b>43.758</b>	<b>16.276</b>	<b>12.031</b>	<b>4.241</b>
<b>Resultado integral total del período</b>	<b>(965)</b>	<b>48.184</b>	<b>25.125</b>	<b>17.110</b>	<b>8.143</b>

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 09 -MARZO-2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 254 - Fº 138

#### 4. Síntesis de la Estructura de Flujos de Efectivo

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016, 2015, 2014, 2013 y 2012.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Flujos de Efectivo de las Actividades Operativas	49.183	41.404	46.154	20.964	17.301
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(66.174)	(64.049)	(53.405)	(22.201)	(16.403)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	10.817	23.665	4.986	6.979	2.654
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	1.692	4.609	1.310	224	83
Desconsolidación de subsidiarias	(148)	-	-	-	-
<b>Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes</b>	<b>(4.630)</b>	<b>5.629</b>	<b>(955)</b>	<b>5.966</b>	<b>3.635</b>
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	15.387	9.758	10.713	4.747	1.112
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio	10.757	15.387	9.758	10.713	4.747
<b>Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes</b>	<b>(4.630)</b>	<b>5.629</b>	<b>(955)</b>	<b>5.966</b>	<b>3.635</b>

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 09 -MARZO-2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 254 - Fº 138

## 5. Datos Estadísticos

		31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
	<b>Unidad</b>					
<b>Producciones</b>						
Crudo (incluye GNL) (1)	mbd	297	299	294	280	275
Gas natural (1)	Mpcd	1.573	1.560	1.496	1.196	1.179
<b>Refinación</b>						
Crudo procesado	bd	293.474	298.856	290.449	277.707	288.189
<b>Ventas a terceros</b>						
Crudo	mbd	7	8	11	15	6
Gas natural	Mpcd	1.321	1.358	1.313	1.078	1.182
<b>Subproductos Vendidos</b>						
Motonaftas	bd	82.965	84.326	81.385	78.318	70.938
Gas Oil	bd	135.001	141.013	141.940	140.807	139.211
JP1 y Kerosén	bd	17.467	17.321	16.735	16.451	16.662
Fuel Oil	bd	28.529	33.036	31.018	23.271	22.831
GLP	bd	19.606	19.375	19.763	18.771	17.906
Otros (2)	bd	72.797	75.566	73.633	68.740	74.432
<b>TOTAL</b>	<b>bd</b>	<b>356.365</b>	<b>370.637</b>	<b>364.474</b>	<b>346.358</b>	<b>341.980</b>
<b>Crudo Vendido</b>						
En el mercado local	mbd	6	6	8	7	5
En el exterior	mbd	1	2	3	8	1
<b>Subproductos Vendidos</b>						
En el mercado local	mbd	310	319	317	301	306
En el exterior	mbd	46	52	47	45	36
<b>TOTAL CRUDO Y SUBPRODUCTOS VENDIDOS</b>	<b>mbd</b>	<b>363</b>	<b>379</b>	<b>375</b>	<b>361</b>	<b>348</b>
<b>Generación de electricidad (YPF Energía Eléctrica)</b>						
Complejo Tucumán (3)	m Mw/h	5.569	5.276	5.203	1.626	-

(1) En 2016 incluye aproximadamente 11 mbd de crudo y GNL y 175 Mpcd de gas natural producidos por YSUR, mientras que en 2015 estos valores fueron aproximadamente 11 mbd de crudo y GNL y 179 Mpcd de gas natural. Para 2014, estos valores fueron aproximadamente 9 mbd de crudo y GNL y 169 Mpcd de gas natural producidos desde la fecha de adquisición de YSUR hasta el 31 de diciembre de 2014.

(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

	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Liquidez corriente (Activo Corriente sobre Pasivo Corriente)	1,058	0,965	0,789	1,052	0,877
Solvencia (Patrimonio Neto sobre Pasivo Total)	0,392	0,496	0,536	0,552	0,642
Inmovilizado del Capital (Activo no corriente sobre Activo Total)	0,793	0,788	0,798	0,745	0,771
Rentabilidad (Utilidad Neta sobre Patrimonio neto promedio)	-0,237	0,046	0,146	0,128	0,143

Firmado a los efectos de su identificación  
con nuestro informe de fecha 09 -MARZO-2017  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

FERNANDO G. DEL POZO  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

## **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 Sociedad 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 encuentran 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 sostenido que aseguren de esta forma valor futuro para el conjunto de sus accionistas y atento a los intereses de cada uno de ellos.

Las negociaciones entre productores y refinadores, son una indicación del esfuerzo mancomunado para sostener la actividad y tender a la escala competitiva de la industria de petróleo y gas deseada en el largo plazo. En este sentido, en un marco de continuidad de estas negociaciones para el año 2016, en lo que se refiere a los precios de comercialización de los combustibles y del petróleo en el mercado interno, se acordó para este último una reducción estimada de un 10% en los precios a partir del primer trimestre del año y en agosto se volvió a acordar una reducción adicional del 6%, escalonada en tres meses. Adicionalmente, en enero de 2017, las empresas productoras y refinadoras llegaron a un acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina, en el cual se estableció un sendero de precios para la comercialización de petróleo en el mercado interno, con el objetivo de alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017, conforme a los escenarios de precios futuros vigentes a dicha fecha en los mercados mundiales, y relacionando los precios internos de naftas, gas oil y fuel oil a dicho sendero de precios. Este acuerdo tiene un plazo de vigencia de 12 meses contados a partir del 1° de enero de 2017.

La estrategia de la Sociedad implica el establecimiento de importantes objetivos para incrementar el valor de la misma en los próximos años, los cuales se centran en: (i) focalizarse en mejorar la eficiencia y productividad para adaptarse a un escenario de precios internacionales bajos por un período prolongado; (ii) continuar el incremento de producción, especialmente de gas natural; (iii) el desarrollo de recursos no convencionales y la mayor explotación de áreas maduras; (iv) aumentar nuestra capacidad de refinación y/o conversión para acompañar el crecimiento de la demanda de productos refinados; (v) la exploración convencional y no convencional, extendiendo los límites de yacimientos actuales e incursionando en nuevas fronteras exploratorias, incluyendo el offshore; (vi) la evaluación permanente del portafolio de activos para identificar oportunidades de inversión y desinversión, (vii) potenciar el valor de nuestra marca y nuestra plataforma comercial, y (viii) mantener una sólida estructura de capital.

Seguimos adelante en forma exitosa las asociaciones con Chevron Corporation para el área de Loma Campana, con Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisur S.A. para el área El Orejano, con Petrolera Pampa para el área Rincón del Mangrullo, y con Petronas (E&P) Overseas Ventures Sdn. Bhd para el área La Amarga Chica, alcanzando en total una producción conjunta de 47,5 miles de barriles diarios de líquidos y 6,4 millones de m3 diarios de gas natural en el año 2016, siendo la porción neta atribuible a la Sociedad, un 50% de los volúmenes mencionados.

En octubre de 2016, YPF y Statoil de Noruega firmaron un acuerdo de cooperación para profundizar el conocimiento que YPF posee sobre el offshore argentino. Este acuerdo le permitirá a nuestra compañía realizar estudios conjuntos en un área de interés mutuo, que cubre principalmente el talud continental del offshore argentino.

Con fecha 23 de febrero de 2017, YPF celebró un acuerdo con O&G Developments Ltd. S.A., una afiliada de Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A., por medio del cual YPF y O&G acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil y shale gas en dos fases, con una inversión conjunta de US\$ 305,8 millones en el área Bajada de Añelo, Provincia del Neuquén, de los cuales O&G aportará el 97,6% e YPF el 2,4%. O&G será el operador del área. El Acuerdo prevé un período de exclusividad para la negociación y firma de contratos definitivos. Una vez firmados los mismos y cumplidas ciertas condiciones precedentes, entre las que se encuentra la aprobación regulatoria pertinente por parte de las autoridades de la Provincia del Neuquén, se iniciará la ejecución del proyecto, por el cual O&G adquiriría una participación del 50% en la concesión de explotación que cubre un área de 204 km<sup>2</sup>.

En el ámbito internacional, en julio de 2016 YPF suscribió un acuerdo con YPFB (Bolivia) para la exploración del Área Charagua. Este bloque se encuentra ubicado en el departamento de Santa Cruz de la Sierra y cuenta con una superficie de 99.250 hectáreas, donde se estiman recursos de aproximadamente 2,7 TCF de gas natural. Posteriormente, en enero de 2017 se dio un nuevo paso en esta asociación con YPFB y se firmó un contrato de servicios petroleros para la exploración y explotación del área mencionada. Este hito marca la vuelta de YPF a una región exploratoria de alto potencial para la producción de gas natural.

En materia de exploración, durante el año 2016 la inversión exploratoria ascendió a \$ 1.392 millones, mostrando una disminución de aproximadamente un 50% con respecto al año anterior, y estuvo orientada a la búsqueda de objetivos convencionales someros y profundos en las cuencas Cuyanas, Neuquina, Cuenca del Golfo San Jorge y Austral, la extensión del no convencional y la estimación del potencial offshore.

Con fecha 9 de marzo de 2017, el Directorio de la Sociedad aprobó la fusión por absorción de YPF (sociedad absorbente) con sus subsidiarias directas e indirectas YSUR Participaciones S.A.U., YSUR Inversiones Petroleras S.A.U., YSUR Inversora S.A.U., YSUR Petrolera Argentina S.A., Petrolera TDF Company S.R.L., YSUR Energía Argentina S.R.L., Petrolera LF Company S.R.L. e YSUR Recursos Naturales S.R.L. (sociedades absorbidas), por la cual la primera absorberá a las segundas, las cuales se disolverán sin liquidarse. La fusión tiene efecto a partir del 1° de enero de 2017.

En lo referido al negocio de Downstream, en el presente ejercicio 2016 se destacó la culminación de la construcción de una nueva planta de coque, la cual fue puesta en marcha el 29 de septiembre de dicho año y se encuentra actualmente en plena condición operativa. Dicha planta implicó una inversión total de US\$ 978 millones e incorpora las últimas tecnologías disponibles en materia de seguridad y cuidado del medio ambiente, permite elevar en un 10% la producción de naftas y de gasoil, llegando hasta 1.190.000 m<sup>3</sup>/año de combustibles y 360.000 toneladas adicionales de carbón de coque y ha constituido una de las obras industriales más relevantes de las últimas décadas.

Todo lo expuesto en el párrafo anterior se halla en línea con 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 este sentido, destacamos la gran aceptación que tuvo en el mercado el lanzamiento de “Infinia”, nuestra nafta de alta tecnología, con una participación de aproximadamente un 31% sobre el total de las ventas de naftas de la compañía. En este mismo sentido, con fecha 3 de noviembre de 2016 hemos realizado el lanzamiento de “Infinia Diesel”, nuestro nuevo combustible inteligente, diseñado con tecnología innovadora que cuida y protege los motores diesel modernos, brindando el máximo desempeño y eficiencia. Este nuevo combustible satisface la demanda de los vehículos modernos, tanto de pasajeros como de carga, que deben cumplir con los límites de emisiones de las normas Euro 5 (que entró en vigencia en el país este año) y Euro 6.

Adicionalmente, con la decisión de potenciar el gas como un pilar de crecimiento de YPF, durante el mes de marzo de 2016, se ha conformado la Vicepresidencia Ejecutiva de Gas y Energía. El objetivo central será el asegurar en una única función el desarrollo de un Plan de Negocio Integral para el gas y la energía eléctrica que maximice los beneficios y la eficiencia energética a nivel compañía, más allá de las áreas ejecutoras. Este plan también estará enfocado en la incubación y la maduración de proyectos de energías renovables y en la optimización tanto de las instalaciones existentes como de los nuevos desarrollos.

En este sentido, a través de nuestra sociedad controlada YPF Energía Eléctrica (YPFEE), firmamos un acuerdo con General Electric (GE) para la construcción de dos plantas de generación eléctrica ubicadas en las localidades de El Bracho, provincia de Tucumán y Añelo, provincia de Neuquén (Loma Campana), producto de haber sido adjudicados en licitaciones públicas efectuadas por el Estado Nacional, con una inversión total estimada en US\$ 230 millones. El comienzo de la construcción de las centrales tuvo lugar durante el tercer trimestre de 2016 en Tucumán y en el cuarto trimestre de 2016 en Añelo, estimándose que el comienzo de las operaciones y generación de electricidad sea en enero de 2018 y noviembre de 2017, respectivamente. Las nuevas usinas tendrán una potencia de 270 MW y 108 MW, respectivamente, y estarán conectadas al Sistema Interconectado Nacional. Con un diseño innovador y sustentable, las instalaciones garantizarán altos niveles de eficiencia lo que permitirá reducir los costos del sistema y brindar mayor confiabilidad a la red eléctrica del Noroeste Argentino y Neuquén y producirán energía para más de 340.000 familias así como también para nuestras instalaciones en Loma Campana.

Adicionalmente, YPF comienza a dar sus primeros pasos en las energías renovables, con el proyecto eólico de Manantiales Behr, un proyecto que consta de dos etapas, cada una de 50MW, pudiendo totalizar 100MW. Este es uno de los proyectos eólicos más importantes del país por su tamaño y por la calidad del recurso que permitirá generar energía eléctrica en la zona de Comodoro Rivadavia, reforzando el abastecimiento de la región y de las operaciones de YPF. Este proyecto, que contempla una inversión total estimada en US\$ 190 millones, se comenzó a

construir en septiembre de 2016 e iniciará su operación sobre finales de 2017, pudiendo así YPF cumplir con la nueva Ley N° 27.191 de Energías Renovables.

Por otra parte, tal como se describe en la Nota 27 de los estados financieros consolidados, con fecha 17 de junio de 2016, las Entidades de Maxus realizaron una presentación bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras en el Tribunal de Quiebras del Distrito de Delaware de los Estados Unidos (en adelante “el Tribunal de Quiebras”). En este marco, las Entidades de Maxus han llegado a un acuerdo con YPF S.A. para resolver todos los eventuales reclamos de las Entidades de Maxus contra el Grupo YPF, incluyendo cualquier reclamo de alter ego, reclamo que las Entidades de YPF entienden carece de fundamentos.

Entendemos que YPF Holdings Inc. a pesar de seguir manteniendo el 100% de la participación accionaria sobre las Entidades de Maxus, ha dejado de tener la capacidad de utilizar su poder sobre dichas entidades para influir significativamente en sus operaciones y resultados y por ende, ha procedido a la desconsolidación de las inversiones en las Entidades de Maxus desde el 17 de junio de 2016.

Luego de los últimos años donde la Sociedad se vio en la necesidad de implementar un agresivo plan de inversiones para incrementar sus reservas y su capacidad de producción en todos sus segmentos de negocios, ingresamos ahora en un periodo donde las inversiones estarán más alineadas con la generación operativa de fondos.

En materia de financiamiento, nuestros esfuerzos continúan enfocados en la optimización de nuestra estructura de financiamiento, como así también en la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a nuestros objetivos de inversión, hechos que se han materializado a partir de la emisión de obligaciones negociables realizadas por la Sociedad. Como una continuidad de las exitosas colocaciones realizadas en 2015, durante 2016 se emitieron siete nuevas series de Obligaciones Negociables, por un total de \$ 13.283 millones, US\$ 1.046 millones y 300 millones de francos suizos.

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 Ángel Gutiérrez  
Presidente