



**SOCIEDAD ANONIMA**

Estados Contables Individuales  
al 31 de Diciembre de 2014 y Comparativos  
Informe de los Auditores Independientes  
Informe de la Comisión Fiscalizadora

## Informe de los auditores independientes

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

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

### Informe sobre los estados contables

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

Hemos auditado los estados contables individuales adjuntos de YPF SOCIEDAD ANONIMA (en adelante, mencionada indistintamente como “YPF SOCIEDAD ANONIMA” o la “Sociedad”) que comprenden el balance general individual al 31 de diciembre de 2014, los correspondientes estados individuales de resultados integrales, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa incluidas en las notas 1 a 12 y anexos I, II y III.

Las cifras y otra información correspondiente a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 son parte integrante de los estados contables individuales mencionados precedentemente y se las presenta con el propósito de que se interpreten exclusivamente en relación con las cifras y otra información del ejercicio económico actual.

#### **2. Responsabilidad del Directorio de la Sociedad en relación con los estados contables individuales**

El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados contables individuales adjuntos de conformidad con las normas contables profesionales contenidas en la Resolución Técnica N° 26 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) aplicables a estados contables individuales de una entidad controladora (controlante) e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) a su normativa. Dichas normas, tal como se explica en la nota 1.a) a los estados contables individuales adjuntos, difieren en algunos aspectos de lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por su sigla en inglés) y que han sido aplicadas en la preparación de los estados contables consolidados de YPF SOCIEDAD ANONIMA con sus sociedades controladas. Asimismo, el Directorio es responsable del control interno que considere necesario para permitir la preparación de estados contables individuales libres de incorrecciones significativas.

### 3. Responsabilidad de los auditores

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

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

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

### 4. Opinión

En nuestra opinión, los estados contables individuales mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 de este informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de YPF SOCIEDAD ANONIMA al 31 de diciembre de 2014, y los resultados integrales de sus operaciones, la evolución de su patrimonio neto y el flujo de su efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha de acuerdo con las normas contables profesionales contenidas en la Resolución Técnica N° 26 de la FACPCE para la preparación de estados contables individuales de una entidad controlante.

#### **Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios**

- a) Los estados contables individuales adjuntos han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con las normas aplicables de la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 y de la Comisión Nacional de Valores.
- b) Las cifras de los estados contables individuales adjuntos surgen de los registros contables de la Sociedad que, en sus aspectos formales, han sido llevados de conformidad con las disposiciones legales vigentes. En cumplimiento de las normas aplicables de la Comisión Nacional de Valores, informamos que, según nuestro criterio, los sistemas de registro contable de la Sociedad mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base a las cuales fueron oportunamente autorizadas.
- c) Los estados contables individuales 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 Información adicional a las notas de los estados contables individuales requerida por el artículo N° 68 del Reglamento de Cotización de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, preparada por el Directorio y sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular.

- e) En cumplimiento de las normas aplicables de la Comisión Nacional de Valores, informamos las siguientes relaciones porcentuales correspondientes a los honorarios facturados directa o indirectamente por nuestra sociedad profesional:
1. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados contables y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad, y el total de honorarios por todo concepto, incluidos los servicios de auditoría: 98%.
  2. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados contables y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad, y el total de honorarios por servicios de auditoría facturados a la Sociedad y a sus sociedades controladas y vinculadas: 51%.
  3. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados contables y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad y el total de honorarios por todo concepto facturados a la Sociedad y sus sociedades controladas y vinculadas por todo concepto, incluidos los servicios de auditoría: 49%.
- f) En virtud de lo requerido por la Resolución General N° 622/13 de la Comisión Nacional de Valores, informamos que no tenemos observaciones que formular sobre la información incluida en la Nota 11.b) a los Estados Contables Individuales adjuntos relacionada con las exigencias de Patrimonio Neto Mínimo y Contrapartida líquida requeridas por la citada normativa.
- g) Según surge de los registros contables de la Sociedad mencionados en el apartado b) de este capítulo, el pasivo devengado al 31 de diciembre de 2014 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a \$110.787.569 y no era exigible a esa fecha.
- h) Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos de origen delictivo y financiación del terrorismo previstos en la Resolución C.D. N° 77/2011 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en relación con la sociedad controlante.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 26 de febrero de 2015.

Deloitte & Co. S.A.  
(Registro de Sociedades Comerciales  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3)

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

## ESTADOS CONTABLES INDIVIDUALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

Índice	Página
– Carátula	1
– Balance general	2
– Estado de resultados integrales	3
– Estado de evolución del Patrimonio Neto	4
– Estado de flujo de efectivo	6
– Notas a los estados contables:	
1) Estados contables:	
a) <i>Bases de presentación</i>	7
b) <i>Políticas Contables Significativas</i>	
<i>b.1) Moneda Funcional, de Presentación y efecto impositivo en Otros resultados integrales</i>	8
<i>b.2) Activos financieros</i>	9
<i>b.3) Bienes de cambio</i>	9
<i>b.4) Activos intangibles</i>	10
<i>b.5) Inversiones en sociedades</i>	10
<i>b.6) Bienes de uso</i>	12
<i>b.7) Provisiones</i>	14
<i>b.8) Deterioro del valor de los bienes de uso y activos intangibles</i>	15
<i>b.9) Metodología para la estimación del valor recuperable</i>	16
<i>b.10) Planes de beneficios</i>	16
<i>b.11) Criterio de reconocimiento de ingresos</i>	18
<i>b.12) Arrendamientos</i>	18
<i>b.13) Utilidad neta por acción</i>	18
<i>b.14) Pasivos financieros</i>	19
<i>b.15) Impuestos, retenciones y regalías</i>	19
<i>b.16) Cuentas de patrimonio neto</i>	21
<i>b.17) Nuevos estándares emitidos</i>	22
c) <i>Estimaciones y Juicios Contables</i>	24
d) <i>Gestión de Riesgos Financieros</i>	25

2) Detalle de los principales rubros de los estados contables:	
a) <i>Efectivo y equivalentes de efectivo</i>	30
b) <i>Créditos por ventas</i>	30
c) <i>Otros créditos y anticipos</i>	31
d) <i>Bienes de cambio</i>	31
e) <i>Inversiones en sociedades</i>	31
f) <i>Evolución de los Activos Intangibles</i>	31
g) <i>Composición y evolución de los Bienes de Uso</i>	33
h) <i>Cuentas por pagar</i>	34
i) <i>Préstamos</i>	34
j) <i>Provisiones</i>	36
k) <i>Ingresos, costo de ventas, gastos y otros ingresos, netos</i>	37
3) Provisiones para juicios, reclamos y pasivos ambientales:	
a) <i>Juicios y reclamos</i>	38
b) <i>Pasivos ambientales</i>	43
c) <i>Principales provisiones de Inversiones en Sociedades</i>	44
4) Capital Social	53
5) Inversiones en sociedades y en Uniones Transitorias de Empresas	54
6) Saldos y operaciones con partes relacionadas	58
7) Arrendamientos operativos	61
8) Utilidad neta por acción	61
9) Impuesto a las ganancias	61
10) Pasivos contingentes, activos contingentes, compromisos contractuales, principales regulaciones y otros	
a) <i>Pasivos contingentes</i>	62
b) <i>Activos contingentes</i>	66
c) <i>Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros</i>	67
11) Cumplimiento de las disposiciones requeridas por la CNV	
a) <i>Información requerida por la Resolución General N° 629</i>	80
b) <i>Patrimonio Neto mínimo y contrapartida líquida requerido por la Resolución General N° 622</i>	81
12) Hechos posteriores	81
– Anexos a los Estados Contables	82

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

**EJERCICIO ECONOMICO Nº 38**

**INICIADO EL 1 DE ENERO DE 2014**

**ESTADOS CONTABLES INDIVIDUALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS**

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

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

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

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

Régimen Estatutario Optativo de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria previsto por el artículo 24 del Decreto Nº 677/2001: no adherida (modificado por Ley 26.831).

**Composición del capital al 31 de diciembre de 2014**

(expresado en pesos)

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

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

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

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

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

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

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

	Notas	2014	2013	2012
<b>Activo No Corriente</b>				
Activos intangibles	2.f	2.971	2.275	1.313
Bienes de uso	2.g	146.806	90.454	56.527
Inversiones en sociedades	2.e	11.554	4.196	2.964
Otros créditos y anticipos	2.c	748	1.996	763
Créditos por ventas	2.b	3	7	9
<b>Total del activo no corriente</b>		<b>162.082</b>	<b>98.928</b>	<b>61.576</b>
<b>Activo Corriente</b>				
Bienes de cambio	2.d	12.253	9.563	6.505
Otros créditos y anticipos	2.c	7.579	6.661	2.361
Créditos por ventas	2.b	10.360	6.773	3.928
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.a	8.375	9.935	4.275
<b>Total del activo corriente</b>		<b>38.567</b>	<b>32.932</b>	<b>17.069</b>
<b>Total del activo</b>		<b>200.649</b>	<b>131.860</b>	<b>78.645</b>
<b>Patrimonio Neto</b>				
Aportes de los propietarios		10.400	10.600	10.674
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		62.230	37.416	20.586
<b>Total Patrimonio Neto (según estados respectivos)</b>		<b>72.630</b>	<b>48.016</b>	<b>31.260</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>				
Provisiones	2.j	23.187	17.642	9.646
Pasivos por impuesto diferido, neto	9	17.721	11.185	4.685
Otras cargas fiscales		275	356	101
Remuneraciones y cargas sociales		-	-	35
Préstamos	2.i	34.360	21.922	12.142
Cuentas por pagar	2.h	415	453	162
<b>Total del pasivo no corriente</b>		<b>75.958</b>	<b>51.558</b>	<b>26.771</b>
<b>Pasivo Corriente</b>				
Provisiones	2.j	1.940	1.008	638
Impuesto a las ganancias a pagar		3.772	-	523
Otras cargas fiscales		875	774	874
Remuneraciones y cargas sociales		1.226	807	613
Préstamos	2.i	13.035	8.660	4.770
Cuentas por pagar	2.h	31.213	21.037	13.196
<b>Total del pasivo corriente</b>		<b>52.061</b>	<b>32.286</b>	<b>20.614</b>
<b>Total del pasivo</b>		<b>128.019</b>	<b>83.844</b>	<b>47.385</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivo</b>		<b>200.649</b>	<b>131.860</b>	<b>78.645</b>

Las Notas 1 a 12 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

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

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

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente



## YPF SOCIEDAD ANONIMA

### ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

#### POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

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

	Notas	2014	2013	2012
Ingresos ordinarios	2.k	131.356	84.983	63.757
Costo de ventas	2.k	(96.516)	(64.171)	(47.385)
<b>Utilidad bruta</b>		<b>34.840</b>	<b>20.812</b>	<b>16.372</b>
Gastos de comercialización	2.k	(9.415)	(7.163)	(5.420)
Gastos de administración	2.k	(3.712)	(2.324)	(2.038)
Gastos de exploración	2.k	(1.672)	(765)	(298)
Otros ingresos, netos	2.k	163	444	43
<b>Utilidad operativa</b>		<b>20.204</b>	<b>11.004</b>	<b>8.659</b>
Resultado de las inversiones en sociedades	5	(509)	70	(683)
Resultados financieros:				
Generados por activos				
Intereses		1.248	878	164
Diferencia de cambio		(2.573)	(2.315)	(390)
Generados por pasivos				
Intereses		(6.804)	(3.674)	(1.528)
Diferencia de cambio		10.723	8.222	2.285
<b>Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias</b>		<b>22.289</b>	<b>14.185</b>	<b>8.507</b>
Impuesto a las ganancias corriente	9	(6.792)	(2.560)	(2.645)
Impuesto a las ganancias diferido	9	(6.495)	(6.500)	(1.960)
<b>Utilidad neta del ejercicio</b>		<b>9.002</b>	<b>5.125</b>	<b>3.902</b>
<b>Utilidad neta por acción básica y diluida</b>	8	<b>22,95</b>	<b>13,05</b>	<b>9,92</b>
<b>Otros resultados integrales</b>				
Resultados actuariales – Planes de pensión de inversiones en sociedades controladas <sup>(1)</sup>		25	6	18
Diferencia de conversión de inversiones en sociedades <sup>(2)</sup>		(677)	(416)	(198)
Diferencia de conversión de YPF S.A. <sup>(3)</sup>		16.928	12.441	4.421
<b>Total otros resultados integrales del ejercicio</b>		<b>16.276</b>	<b>12.031</b>	<b>4.241</b>
<b>Resultado integral total del ejercicio</b>		<b>25.278</b>	<b>17.156</b>	<b>8.143</b>

(1) Se reclasifican inmediatamente a resultados acumulados.

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

(3) No se revierten a resultados.

Las Notas 1 a 12 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

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

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

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

# YPF SOCIEDAD ANONIMA

## ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

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

	Aportes de los propietarios								Reservas							Total del patrimonio neto	
	Capital suscrito	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de Acciones Propias en cartera	Planes de Beneficios en acciones	Costo de Adquisición de Acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de Acciones propias	Especial Ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales		Resultados acumulados
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2011</b>	3.933	6.101	-	-	-	-	-	640	10.674	2.007	1.057	-	-	-	1.864	7.818	23.420
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 17 de julio de 2012:																	
- Desafectación de la Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.057)	-	-	-	-	1.057	-
- Apropiación a Reserva para inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.751	-	-	-	(5.751)	-
- Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	303	-	-	-	-	(303)	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 6 de noviembre de 2012:																	
- Dividendos en efectivo (0,77 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(303)	-	-	-	-	-	(303)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.241	-	4.241
Reclasificación de resultados actuariales – Planes de pensión de inversiones en sociedades controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18)	18	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.902	3.902
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2012</b>	3.933	6.101	-	-	-	-	-	640	10.674	2.007	-	5.751	-	-	6.087	6.741	31.260
Recompra de Acciones Propias en Cartera	(12)	(19)	12	19	-	(120)	-	-	(120)	-	-	-	-	-	-	-	(120)
Devengamiento Plan de Beneficios en acciones	-	-	-	-	81 <sup>(2)</sup>	-	-	-	81	-	-	-	-	-	-	-	81
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones <sup>(2)</sup>	3	5	(3)	(5)	(41)	10	(4)	-	(35)	-	-	-	-	-	-	-	(35)
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2013:																	
- Apropiación a Reserva para inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.643	-	-	-	(2.643)	-
- Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	330	-	-	-	-	(330)	-
- Apropiación a Reserva para beneficios al personal en acciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120	-	-	(120)	-
- Apropiación a Reserva Especial Ajuste inicial NIIF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.648	-	(3.648)	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 9 de agosto de 2013:																	
- Dividendos en efectivo (0,83 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(326)	-	-	-	-	-	(326)
Otros resultados integrales de ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.031	-	12.031
Reclasificación de resultados actuariales – Planes de pensión de inversiones en sociedades controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	6	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.125	5.125
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2013</b>	3.924	6.087	9	14	40	(110)	(4)	640	10.600	2.007	4	8.394	120	3.648	18.112	5.131	48.016

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

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

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

# YPF SOCIEDAD ANONIMA

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

	Aportes de los propietarios								Reservas							Resultados acumulados	Total del patrimonio neto
	Capital suscrito	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de Acciones Propias en cartera	Planes de Beneficios en acciones	Costo de Adquisición de Acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de Acciones propias	Especial Ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales		
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2013</b>	3.924	6.087	9	14	40	(110)	(4)	640	10.600	2.007	4	8.394	120	3.648	18.112	5.131	48.016
Recompra de Acciones Propias en Cartera	(6)	(10)	6	10	-	(200)	-	-	(200)	-	-	-	-	-	-	-	(200)
Devengamiento Plan de Beneficios en acciones	-	-	-	-	80	-	-	-	80	-	-	-	-	-	-	-	80
Acciones entregadas por planes de beneficios en acciones <sup>(3)</sup>	4	6	(4)	(6)	(69)	-	(11)	-	(80)	-	-	-	-	-	-	-	(80)
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria del 30 de abril de 2014:																	
- Apropiación a Reserva para inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.460	-	-	-	(4.460)	-
- Apropiación a Reserva para beneficios al personal en acciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-	(200)	-
- Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	465	-	-	-	-	(465)	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 11 de julio de 2014:																	
- Dividendos en efectivo (1,18 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(464)	-	-	-	-	-	(464)
Otros resultados integrales de ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.276	-	16.276
Reclasificación de resultados actuariales – Planes de pensión de inversiones en sociedades controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(25)	25	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.002	9.002
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>3.922</b>	<b>6.083</b>	<b>11</b>	<b>18</b>	<b>51</b>	<b>(310)</b>	<b>(15)</b>	<b>640</b>	<b>10.400</b>	<b>2.007</b>	<b>5</b>	<b>12.854</b>	<b>320</b>	<b>3.648</b>	<b>34.363<sup>(1)</sup></b>	<b>9.033</b>	<b>72.630</b>

- (1) Incluye 35.764 correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de YPF S.A. y (1.401) correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de las inversiones en sociedades con moneda funcional distinta del dólar, tal como se detalla en la Nota 1.b.1.
- (2) Incluye 38 correspondientes a planes de beneficios a largo plazo vigentes al 31 de diciembre de 2012 que fueron reconvertidos al Plan de beneficios basado en acciones (ver Nota 1.b.10) y 43 correspondientes al devengamiento del plan de beneficios basado en acciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.
- (3) Se expone neto de la retención por el impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con plan de beneficios en acciones.

Las Notas 1 a 12 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

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

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

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

# YPF SOCIEDAD ANONIMA

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

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

	2014	2013	2012
<b>Flujos de Efectivo de las operaciones</b>			
Utilidad neta	9.002	5.125	3.902
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:			
Resultados de las inversiones en sociedades	509	(70)	683
Depreciación de bienes de uso	18.508	10.956	7.988
Amortización de activos intangibles	288	180	144
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	3.935	2.282	919
Cargo por impuesto a las ganancias	13.287	9.060	4.605
Aumento neto de provisiones	3.857	3.201	1.732
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros <sup>(1)</sup>	(2.514)	(3.853)	(1.681)
Plan de beneficios en acciones	80	81	-
Seguros devengados	(2.041)	(1.956)	-
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	(3.184)	(2.433)	(683)
Otros créditos y anticipos	(68)	(1.456)	181
Bienes de cambio	131	(831)	(78)
Cuentas por pagar	4.327	3.622	1.507
Otras cargas fiscales	21	155	453
Remuneraciones y cargas sociales	419	159	192
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.078)	(551)	(1.088)
Dividendos cobrados	505	442	528
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	1.689	-	-
Pagos de impuestos a las ganancias	(2.978)	(3.176)	(1.958)
<b>Flujos de Efectivo de las Operaciones</b>	<b>44.695</b>	<b>20.937</b>	<b>17.346</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión<sup>(2)</sup></b>			
Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(47.336)	(27.328)	(16.052)
Aportes y adquisiciones en inversiones en sociedades	(6.211)	(617)	(624)
Adquisiciones de participación en UTEs	(861)	-	-
Ingresos por la venta de inversiones en sociedades	-	-	4
Ingresos por ventas de participaciones en UTEs	349	-	-
Retiros de capital en Inversiones no corrientes	-	9	-
Ingresos por ventas de bienes de uso y activos intangibles (Nota 10.c)	-	5.351	-
Cobro de seguros por daño material	1.818	-	-
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión</b>	<b>(52.241)</b>	<b>(22.585)</b>	<b>(16.672)</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación</b>			
Pago de préstamos	(12.750)	(6.289)	(27.933)
Pago de intereses	(4.862)	(2.530)	(888)
Préstamos obtenidos	23.042	16.400	31.902
Dividendos pagados	(464)	(326)	(303)
Recompra de acciones propias en cartera	(200)	(120)	-
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación</b>	<b>4.766</b>	<b>7.135</b>	<b>2.778</b>
<b>Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes (Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes</b>	<b>1.220</b>	<b>173</b>	<b>58</b>
	<b>(1.560)</b>	<b>5.660</b>	<b>3.510</b>
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	9.935	4.275	765
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio	8.375	9.935	4.275
<b>(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes</b>	<b>(1.560)</b>	<b>5.660</b>	<b>3.510</b>
<b>COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL EJERCICIO</b>			
- Caja y Bancos	6.152	4.114	604
- Otros Activos Financieros	2.223	5.821	3.671
<b>TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL EJERCICIO</b>	<b>8.375</b>	<b>9.935</b>	<b>4.275</b>

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

(2) Las principales transacciones de inversión que no requirieron el uso de efectivo o equivalentes de efectivo consistieron en adquisiciones de bienes de uso y cánones por extensión de concesiones pendientes de cancelación al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 por 7.567, 5.604 y 3.325, respectivamente, altas por costos de abandono de pozos de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 por 22, 4.207 y (276), respectivamente, reducción de capital en inversiones en sociedades a través de capitalización de préstamos otorgados al 31 de diciembre de 2014 por 843, aportes de capital en especie en inversiones en sociedades al 31 de diciembre de 2014 y 2013 por 843 y 133, respectivamente y cesión de participaciones en áreas al 31 de diciembre de 2014 por 78.

Las Notas 1 a 12 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

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

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

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

# YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES INDIVIDUALES

### POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

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

#### 1. ESTADOS CONTABLES

##### 1.a) Bases de presentación

- Aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera

Los estados contables individuales de YPF S.A. (en adelante “YPF” o la “Sociedad”) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 se presentan conforme lo establecido 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”). La mencionada Resolución Técnica N° 26 establece la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés), con la sola excepción dispuesta en su sección 9, que establece que en los estados contables individuales de entidades que deban presentar estados contables consolidados, las inversiones en sociedades controladas, negocios conjuntos y sociedades vinculadas (en su conjunto “inversiones en sociedades”), se contabilizarán utilizando el método del valor patrimonial proporcional descrito en la NIC N° 28, “Inversiones en Asociadas” y, en el caso de entidades controladas, con los mismos ajustes de consolidación que se incorporen en los estados contables consolidados (en adelante, las “NIIF adoptadas para Estados Contables Individuales”). Este criterio difiere del establecido por la NIC 27, “Estados Contables Separados”, según la cual se establece que todas las inversiones en sociedades deben ser contabilizadas en los estados contables individuales al costo o a su valor razonable.

Los importes y otra información correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 son parte integrante de los estados contables mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados contables.

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

- Criterios adoptados en la transición a NIIF

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

- I. Los bienes de uso y los activos intangibles conforme a las NIIF se han medido a la fecha de transición en la moneda funcional definida por la Sociedad según las siguientes bases de preparación:
  - a) Activos vigentes a la fecha de transición cuya alta contable fue anterior al 1 de marzo de 2003, fecha hasta la cual fue permitida la actualización del valor de los mismos teniendo en cuenta los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda, todo lo cual fuera discontinuado por la Resolución General N° 441 de la CNV: los activos antes mencionados valuados de acuerdo a las normas contables profesionales vigentes en la Argentina con anterioridad a la adopción de las NIIF (en adelante, los “Principios de Contabilidad Previos”) han sido adoptados como costo atribuido al 1 de marzo de 2003 y remedidos en dólares utilizando el tipo de cambio vigente a dicha fecha;
  - b) Activos vigentes a la fecha de transición cuya alta contable fue posterior al 1 de marzo de 2003: han sido valuados a su costo de adquisición y remedidos en dólares utilizando el tipo de cambio correspondiente a la fecha de incorporación o adquisición de cada activo.
- II. Las diferencias de conversión acumuladas a la fecha de transición a las NIIF adoptadas para Estados Contables Individuales, reconocidas en el patrimonio neto según los Principios de Contabilidad Previos,

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

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

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

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

relacionados con las inversiones permanentes en el exterior y expuestas en la línea “Resultados diferidos” a dicha fecha, han sido imputadas a resultados acumulados.

El efecto generado por la aplicación inicial de las NIIF considerando los mencionados criterios ha sido imputado en la cuenta “Reserva Especial ajuste inicial NIIF” del Patrimonio Neto, ver adicionalmente Nota 1.b.16).

– Uso de estimaciones

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

– Uniones Transitorias de Empresas y contratos similares (“UTES”)

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

En el Anexo II se detallan las principales UTES consolidadas proporcionalmente.

## 1.b) Políticas Contables Significativas

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

#### Moneda funcional:

YPF, sobre la base de los parámetros establecidos en la NIC 21 “Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera”, ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense. Consecuentemente, las partidas no monetarias, que se midan en términos de costo histórico, así como los resultados, son valuados en moneda funcional utilizando a tales fines el tipo de cambio de la fecha de transacción. Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional de 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” del Estado de Resultados Integrales del ejercicio en que se producen.

El valor patrimonial proporcional de las inversiones en sociedades ha sido calculado en la moneda funcional definida para cada una de ellas. Los efectos de la conversión a dólares de la información contable de las sociedades cuya moneda funcional es distinta del dólar se registran en “Otros resultados integrales” del ejercicio.

#### Moneda de Presentación:

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

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

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

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

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

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

Efecto impositivo en Otros resultados integrales:

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

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

La Sociedad realiza la clasificación de los activos financieros en el momento del reconocimiento inicial y la revisa a la fecha de cierre de cada ejercicio, todo ello de acuerdo a las disposiciones establecidas por la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

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

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

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

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

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

**1.b.3) Bienes de cambio**

Los bienes de cambio se valúan por el menor valor entre el costo y el valor neto de realización. El costo incluye los costos de adquisición (neto de descuentos, devoluciones y similares), transformación, así como

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

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

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

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

otros costos en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones para ser comercializados.

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

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

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

#### **1.b.4) Activos intangibles**

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

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

- I. *Concesiones de servicios*: comprende las concesiones de transporte y almacenamiento (ver Nota 2.f). Se valúan al costo de adquisición, tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a las NIIF (ver Nota 1.a), neto de su correspondiente amortización acumulada. Se deprecian en línea recta a lo largo del plazo de duración de la concesión.
- II. *Derechos de exploración*: la Sociedad clasifica los derechos de exploración como activos intangibles, los cuales están valuados a su costo, tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a las NIIF (ver Nota 1.a), netos de su correspondiente desvalorización, en caso de corresponder. En este orden, las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haber perdido valor. En caso de producirse un deterioro de valor, éste es reconocido con cargo a resultados del ejercicio, registrando la correspondiente pérdida. Los costos de exploración (gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y otros costos relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costos de perforación de los pozos exploratorios, se imputan a resultados en el momento en que se incurren.
- III. *Otros intangibles*: en este apartado se incluyen principalmente costos relativos a aplicaciones informáticas y gastos de desarrollo activables. Los mismos se encuentran valuados a costo de adquisición, tomando en consideración los criterios adoptados por la Sociedad en la transición a las NIIF (ver Nota 1.a), menos las correspondientes amortizaciones acumuladas y, de corresponder, las pérdidas por desvalorización. La amortización se calcula por el método de la línea recta en base a la vida útil estimada para cada tipo de activos y varía entre los 3 y 14 años. La Sociedad revisa anualmente la mencionada vida útil estimada.

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

#### **1.b.5) Inversiones en sociedades**

Las participaciones en sociedades controladas, Negocios Conjuntos y sociedades vinculadas, son registradas por el método del valor patrimonial proporcional en virtud de la excepción establecida en la sección 9 de la Resolución Técnica N° 26 de la FACPCE mencionada en la Nota 1.a) a los presentes

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

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



estados contables, la cual establece que en los estados contables individuales de entidades que deban presentar estados contables consolidados, las inversiones en sociedades participadas se contabilizarán utilizando el método del valor patrimonial proporcional, y en caso de las sociedades controladas, con los mismos ajustes de consolidación que se incorporen en los estados contables consolidados. Las sociedades controladas son aquellas sobre las que la Sociedad ejerce, directa o indirectamente, control, entendido como la capacidad de establecer/dirigir las políticas operativas y financieras de una sociedad para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, de más del 50% de las acciones con derecho a voto de una sociedad. Sociedades vinculadas son aquellas en las que la sociedad posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%.

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

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

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

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

Las participaciones en sociedades con patrimonio neto negativo se exponen en el rubro "Cuentas por pagar".

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

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

MetroGAS S.A. ha confeccionado sus proyecciones en el entendimiento de que obtendrá mejoras tarifarias acordes a la situación económica y financiera actual de dicha sociedad. Dentro de estas premisas, y en

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

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

En el Anexo I se detallan las inversiones en sociedades.

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

### **1.b.6) Bienes de Uso**

#### *i. Criterios generales:*

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

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

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

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

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

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

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

#### *ii. Depreciaciones:*

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

	<b>Años de vida útil estimada</b>
Edificios y otras construcciones	50
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	20 – 25
Equipos de transporte	5 – 25
Muebles y útiles e instalaciones	10
Equipos de comercialización	10
Otros bienes	10

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

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

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

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

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

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

*iii. Actividades de producción de petróleo y gas:*

La Sociedad utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas. Los costos originados en la adquisición de concesiones de explotación en zonas con reservas probadas y no probadas se activan en el apartado Propiedad minera, pozos y equipos de explotación cuando se incurre en ellos. Los costos asociados a la adquisición de permisos de exploración se encuentran clasificados como Activos Intangibles (ver Notas 1.b.4 y 2.f).

Los costos de exploración, excluidos los costos de perforación de pozos exploratorios, son imputados a resultados cuando se incurren. Los costos de perforación de los pozos exploratorios, incluidos los pozos de prueba estratigráfica, se activan hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, los mencionados costos de perforación se imputan a resultados. Ocasionalmente, al momento de finalizar la perforación de un pozo exploratorio se puede determinar la existencia de reservas que aún no pueden ser clasificadas como reservas probadas. En esas situaciones, el costo del pozo exploratorio se mantiene activado si el mismo ha descubierto un volumen de reservas que justifique el desarrollo del mismo como pozo productivo y si la Sociedad está logrando un progreso sustancial en la evaluación de las reservas y de la viabilidad económica y operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumple el costo del mismo es imputado a resultados. Adicionalmente a lo mencionado previamente, la actividad exploratoria implica en muchos casos la perforación de múltiples pozos, a través de varios años, con el objetivo de evaluar completamente los proyectos. Esto último tiene como consecuencia, entre otras causas, la posibilidad de que existan pozos exploratorios que se mantienen en evaluación por períodos prolongados, a la espera de la conclusión de los pozos y actividades exploratorias adicionales necesarias para poder evaluar y cuantificar las reservas relacionadas con cada proyecto. El detalle sobre los costos de pozos exploratorios en estado de evaluación, se describe en la Nota 2.g).

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

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

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

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

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

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

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

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

*iv. Costos de abandono de pozos:*

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

*v. Bienes de uso de naturaleza medioambiental*

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

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

**1.b.7) Provisiones**

La Sociedad distingue entre:

- a) Provisiones: Se trata de obligaciones legales o asumidas por YPF, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe o plazo pueden ser inciertos. Una provisión se reconoce contablemente en el momento del nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago, en la medida que su cuantía se pueda estimar de forma fiable y que la obligación de liquidar el compromiso sea probable o cierta. Las provisiones incluyen tanto a las obligaciones cuya ocurrencia no depende de hechos futuros (como son las provisiones por gastos de medioambiente y la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos), como así también a aquellas obligaciones probables y cuantificables cuya concreción depende de la ocurrencia de un hecho futuro que se encuentra fuera del control de la Sociedad (como por ejemplo las provisiones para juicios y contingencias). El importe registrado como provisión corresponde a la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes; y
- b) Pasivos contingentes: Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la Sociedad, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos. Consecuentemente, los pasivos contingentes no se reconocen en los estados contables, sino que los mismos son informados en nota en la medida que sean significativos, conforme a los requerimientos de la NIC N° 37, "Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes" (Ver Notas 3 y 10).

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

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

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

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

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

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

### **1.b.8) Deterioro del valor de los bienes de uso y activos intangibles**

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

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

Si el importe recuperable de un activo (o de una unidad generadora de efectivo) es inferior a su importe en libros, el importe en libros del mismo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea "Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de bienes de uso/activos intangibles" 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 unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores.

La Sociedad no ha registrado gastos por dotación ni ingresos por reversión de provisiones por deterioro de activos en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Estos flujos de efectivo futuros netos se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleje el costo medio ponderado del capital empleado de las UGEs objeto de evaluación.

### **1.b.10) Planes de beneficios**

#### *i. Planes de retiro:*

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

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

Los cargos totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden aproximadamente a 47, 37 y 33 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

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

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

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

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

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

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

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación descriptos fue 629, 383 y 306 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

*iii. Plan de beneficios basados en acciones:*

A partir del ejercicio 2013, la Sociedad ha decidido implementar Planes de Beneficios Basados en Acciones. Estos planes alcanzan a ciertos empleados de nivel ejecutivo y gerencial y a personal clave con conocimiento técnico crítico. Los planes mencionados tienen como objetivo el alineamiento del desempeño de los ejecutivos y del personal técnico clave con los objetivos del plan estratégico de la Sociedad.

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

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

A los efectos contables, 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 neto denominada “Planes de Beneficios en acciones”.

Los cargos reconocidos en resultados correspondientes a los planes basados en acciones y conforme se menciona anteriormente, los cuales son agrupados atento a la similar naturaleza de cada uno de ellos, ascendieron a 80 y 43 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente.

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

**Plan 2013-2015**

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

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

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

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

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

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

**Plan 2014-2016**

	<u>2014</u>
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b>	-
- Concedidas	356.054
- Liquidadas	-
- Expiradas	-
<b>Cantidad al cierre del ejercicio<sup>(1)</sup></b>	<u>356.054</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	27
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	33,41

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

**1.b.11) Criterio de reconocimiento de ingresos**

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

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

**1.b.12) Arrendamientos****Arrendamientos operativos**

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

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

**Arrendamientos financieros**

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

**1.b.13) Utilidad neta por acción**

La utilidad neta básica por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del ejercicio atribuible a los accionistas de YPF y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho ejercicio, netas de las recompras realizadas según se menciona en la Nota 4.

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

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

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

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

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



### **1.b.14) Pasivos financieros**

Los pasivos financieros (préstamos y cuentas por pagar) son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Dado que la Sociedad no tiene pasivos financieros cuyas características requieran la contabilización a valor razonable, de acuerdo a las NIIF vigentes, con posterioridad al reconocimiento inicial los pasivos financieros son valorados a costo amortizado. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costos de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

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

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

### **1.b.15) Impuestos, retenciones y regalías**

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

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

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

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, el importe determinado en concepto de obligación fiscal por impuesto a las ganancias estimado fue superior al impuesto a la ganancia mínima presunta y se imputó al resultado de cada ejercicio en el rubro "Impuesto a las Ganancias".

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

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

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

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

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

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

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

### **Impuesto a los bienes personales – Responsable sustituto**

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

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

Por la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados, se abonan regalías equivalentes al 12% sobre el valor estimado en boca de pozo de dichos productos, el cual es asimilable al precio de venta final menos gastos de transporte y almacenamiento. Para el cálculo de las regalías, la Sociedad ha considerado acuerdos de precios a partir de operaciones de compra venta de petróleo crudo, obtenidos en el mercado para algunas calidades de dicho producto y ha aplicado estos precios, netos de los descuentos antes mencionados, en un todo de acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 17.319 y sus modificaciones. Adicionalmente, en relación con la extensión del plazo original de concesiones de explotación, la Sociedad ha acordado el pago de un canon extraordinario de producción y en algunos casos abonar regalías equivalentes al 10% sobre la producción de hidrocarburos no convencionales (ver Nota 10).

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

La Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (“Ley de Emergencia Pública”), sancionada en enero de 2002, estableció la creación de un régimen de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos por cinco años. En enero de 2007, la Ley N° 26.217 prorrogó por 5 años, a partir de su vencimiento, el mencionado régimen y aclaró expresamente que el mismo aplica también a las exportaciones que se realicen desde Tierra del Fuego, anteriormente exentas de dicho régimen. Adicionalmente, la Ley N° 26.732 publicada en el Boletín Oficial en diciembre de 2011 prorrogó por 5 años adicionales el mencionado régimen. El 16 de noviembre de 2007, el Ministerio de Economía y Producción (“MEP”) publicó la Resolución N° 394/2007, modificando el régimen de retención a las exportaciones de crudo y otros productos derivados del petróleo. Adicionalmente, la Resolución N° 1/2013 del 3 de enero de 2013 y la Resolución N° 803/2014 del 21 de octubre de 2014 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, modificó los precios de referencia y valores de corte. Con fecha 29 de Diciembre de 2014 la Resolución N°1077/2014 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). El nuevo régimen establece una alícuota general nominal del 1%, en la medida que el PI esté por debajo de 71 US\$/bbl. Adicionalmente, la Resolución establece una alícuota variable creciente para la exportación de petróleo crudo, en la medida que el PI supere los 71 US\$/bbl, por la cual el productor cobrará un valor máximo de aproximadamente US\$ 70 por barril exportado, dependiendo de la calidad de crudo vendido. Asimismo, la Resolución establece alícuotas variables crecientes de retención para las exportaciones de gasoil, naftas, lubricantes y otros derivados del petróleo cuando el PI supere los 71 US\$/bbl con fórmulas que permiten al productor percibir parte de ese mayor precio.

Asimismo, en marzo de 2008, la Resolución N° 127/2008 del MEP elevó la alícuota de retención a las exportaciones de gas natural, equivalente al 100% del precio más alto establecido en contratos de importación de gas natural, como asimismo estableció un sistema de retenciones variables para el gas licuado de petróleo similar al que establecía la Resolución N° 394/2007.

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

### **1.b.16) Cuentas de patrimonio neto**

Las partidas de patrimonio neto han sido valuadas de acuerdo a las normas contables vigentes a fecha de transición. La registración de movimientos del mencionado rubro se realizó de acuerdo a decisiones asamblearias, normas legales o reglamentarias.

#### Capital suscrito y Ajuste del Capital

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

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

#### Acciones propias en cartera y Ajuste de acciones propias en cartera

Corresponde a la reclasificación del valor nominal y su correspondiente ajuste por inflación (Ajuste del Capital) de acciones propias emitidas recompradas por 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 al plan de beneficios en acciones según se menciona en la Nota 1.b.10.iii).

#### Costo de adquisición de acciones propias

Corresponde al costo incurrido en la adquisición de las acciones propias que la Sociedad mantiene en cartera (ver adicionalmente Nota 4).

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

#### Prima de emisión

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

#### Prima de negociación de acciones propias

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

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

#### Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales, la Sociedad debe efectuar una reserva legal no inferior al 5% del resultado positivo surgido de la sumatoria algebraica del resultado del

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

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

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

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

ejercicio, los ajustes de ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados acumulados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, hasta alcanzar el 20% de la suma del Capital suscrito y el saldo de la cuenta Ajuste del capital. Al 31 de diciembre de 2014, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 2.007.

#### Reserva para futuros dividendos

Corresponde a la asignación hecha por la Asamblea de Accionistas de 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 del plan de beneficios en acciones descrito en la Nota 4.

#### Reserva especial ajuste inicial NIIF

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

Dicha reserva no podrá desafectarse para efectuar distribuciones en efectivo o en especie entre los accionistas o propietarios de 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 neto y las transferencias de dichas partidas desde cuentas del patrimonio neto a cuentas del resultado del ejercicio o a resultados no asignados, según se determina en las NIIF.

#### Resultados acumulados

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

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

### **1.b.17) Nuevos estándares emitidos**

Las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, publicadas por el IASB y adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas y por la CNV, que han sido aplicadas por la Sociedad a partir del presente ejercicio, son las siguientes:

#### CINIIF 21 “Gravámenes”

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

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

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

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

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

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

#### NIC 36 “Deterioro del valor de los activos”

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

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

La adopción de las normas e interpretaciones o modificaciones a las mismas mencionadas en los párrafos precedentes no ha tenido un impacto significativo en los estados contables de YPF.

En adición a la NIIF 9 “Instrumentos Financieros”, la NIIF 10 “Estados Contables Consolidados”, la NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos” y la NIIF 12 “Exposición de participaciones en otras entidades”, así como las modificaciones introducidas a la NIC 27, “Estados contables separados” y a la NIC 28, “Asociaciones y Negocios Conjuntos”, las cuales se han aplicado anticipadamente desde la fecha de transición, la Sociedad no ha optado por la aplicación anticipada de ninguna otra norma ni interpretación permitida por el IASB.

Las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, publicadas por el IASB y adoptadas o en proceso de adopción por parte de la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas y por la CNV, que no son de aplicación efectiva al 31 de diciembre de 2014 y no han sido adoptadas anticipadamente por la Sociedad, son las siguientes:

#### NIIF 9 “Instrumentos financieros”

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

#### NIC 19 “Beneficios a empleados”

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

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

#### Ciclo anual de mejoras a las NIIF

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

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

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

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

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

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

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

NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”

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

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

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

NIC 27 “Estados Contables Separados”

En agosto 2014, el IASB modificó la NIC 27, permitiendo a las entidades la utilización del método de valor patrimonial proporcional para contabilizar las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, en sus estados contables separados. La presente modificación no tendrá impacto en los estados contables de la Sociedad.

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

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

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

**1.c) Estimaciones y Juicios Contables**

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

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

***Reservas de crudo y gas natural***

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

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

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

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

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

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

### ***Provisiones para juicios y contingencias***

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

### ***Provisiones para gastos de medio ambiente***

Debido a su operatoria, la Sociedad está sujeta a diversas leyes y regulaciones provinciales y nacionales de protección del medio ambiente. Dichas leyes y regulaciones podrían, entre otras cosas, imponer sanciones por el costo de limpieza de la contaminación y daños al medio ambiente resultantes de la mencionada operatoria. La Dirección de YPF considera que las operaciones de la Sociedad se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes en Argentina, tal como han sido históricamente interpretadas y aplicadas.

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

En adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, que al 31 de diciembre de 2014 ascienden a 17.611, se han provisionado 1.184 correspondientes a las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual de la Sociedad. Cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una revaluación de esas estimaciones. La Sociedad no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

Adicionalmente, ciertas contingencias ambientales en Estados Unidos de América fueron asumidas por parte de Tierra Solutions y Maxus, sociedades controladas indirectamente a través de YPF Holdings Inc. El detalle de las principales se expone en la Nota 3.c).

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

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

### **1.d) Gestión de Riesgos Financieros**

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

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

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

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

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

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

	2014	2013	2012
<b>Activos financieros</b>			
<b>A Costo amortizado</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo <sup>(1)</sup>	6.840	8.105	3.512
Otros créditos y anticipos <sup>(1)</sup>	4.013	3.855	1.039
Créditos por ventas <sup>(1)</sup>	10.363	6.780	3.937
<b>A Valor razonable con cambios en los resultados</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo <sup>(2)</sup>	1.535	1.830	763
<b>Pasivos financieros</b>			
<b>A Costo amortizado</b>			
Cuentas por pagar <sup>(1)</sup>	28.822	20.071	12.448
Préstamos <sup>(3)</sup>	47.395	30.582	16.912
Provisiones <sup>(1)</sup>	718	485	416

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

(2) Comprende inversiones en fondos comunes de inversión con cotización. El valor razonable ha sido determinado sobre la base de los precios cotizados sin ajustar (Nivel 1) en los mercados en los que operan dichos instrumentos financieros. Los resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 por estos instrumentos se exponen en la línea "Intereses generados por activos" del Estado de Resultados Integrales.

(3) Su valor razonable estimado, considerando precios de cotización sin ajustar (Nivel 1) para Obligaciones Negociables y tasas de interés ofrecidas a la Sociedad (Nivel 3) para el remanente de los préstamos financieros, al cierre del ejercicio, según corresponda ascendió a 51.198, 32.476 y 17.046 al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

## Riesgo de mercado

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

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

### Riesgo de tipo de cambio

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

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 10% en los tipos de cambio correspondientes al peso respecto del dólar en los resultados de la Sociedad, relacionado con la exposición de sus activos y pasivos financieros nominados en pesos al 31 de diciembre de 2014:

	Incremento (+) / disminución (-) del tipo de cambio del peso respecto del dólar	31 de diciembre de 2014
Efecto en el resultado antes de impuestos correspondiente a activos y pasivos financieros	+10%	1.657
	-10%	(1.657)

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

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

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

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



### Riesgo de tasa de interés

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

Los préstamos financieros de corto plazo al 31 de diciembre de 2014 incluyen obligaciones negociables, prefinanciación de exportaciones y financiación de importaciones, líneas de crédito bancarias locales y préstamos financieros con entidades locales e internacionales. En cuanto a los préstamos financieros de largo plazo, los mismos incluyen obligaciones negociables, y préstamos con entidades financieras locales e internacionales. Aproximadamente un 64% (30.470) de la totalidad de los préstamos financieros de la Sociedad se encuentran nominados en dólares estadounidenses y el resto en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2014. Básicamente dichos préstamos se utilizan para capital de trabajo e inversiones.

En cuanto a los activos financieros, además de los créditos de naturaleza comercial los cuales poseen una baja exposición al riesgo de tasa de interés, se incluye principalmente depósitos a la vista, depósitos a plazo fijo y cuotas parte de fondos comunes de inversión del tipo "money market" o renta fija de corto plazo.

Históricamente, la estrategia de la Sociedad para cubrir el riesgo de tasas de interés se ha basado en la atomización de contrapartes financieras, la diversificación de los instrumentos y fundamentalmente los plazos de vencimiento de los préstamos, considerando para dicho portafolio los distintos niveles de interés a lo largo de la curva de tasas en pesos o dólares y los montos en función de las expectativas futuras respecto al comportamiento de dichas variables, y el momento esperado de los futuros desembolsos correspondientes a las erogaciones a ser financiadas.

La Sociedad no utiliza habitualmente instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos asociados a las tasas de interés.

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

A continuación se detallan los activos y pasivos financieros que devengan interés al 31 de diciembre de 2014, según el tipo de tasa aplicable:

	31 de diciembre de 2014	
	Activos Financieros <sup>(1)</sup>	Pasivos Financieros <sup>(2)</sup>
Tasa de interés fija	791	30.430
Tasa de interés variable	1.991	16.965
Total	2.782	47.395

(1) Incluye exclusivamente inversiones temporarias y préstamos a sociedades relacionadas. No incluye los créditos de naturaleza comercial los cuales mayoritariamente no devengan interés.

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

La porción de deuda a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de las tasas BADLAR y LIBOR, de la cual 13.474 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread máximo de 4,75% y 3.287 una tasa de interés variable LIBO más un spread entre 4,00% y 7,50%. También existen 204 que devengan una tasa de interés del 20% anual más el porcentaje correspondiente al incremento de producción de petróleo y gas de la Sociedad, con un tope máximo del 26% anual.

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.

	Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014
Efecto en el resultado después de impuestos	+100	(102)
	-100	102

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

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

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

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

### Otros riesgos de precio

La Sociedad no se encuentra significativamente expuesta al riesgo de precio de commodities, fundamentalmente en virtud, entre otras, de las políticas regulatorias, económicas y gubernamentales, las cuales determinan que, nuestros precios locales de nafta, gasoil y otros combustibles no se encuentran afectados por las oscilaciones de los precios de dichos productos en el corto plazo en el mercado internacional y regional. Adicionalmente, la Sociedad se encuentra alcanzada por ciertas regulaciones que afectan la determinación de los precios de exportación que recibe la Sociedad, tales como se mencionan en las Notas 1.b.15 y 10.c, limitando en consecuencia en el corto plazo los efectos de la volatilidad de precios en el mercado internacional.

Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, la Sociedad no ha utilizado instrumentos financieros derivados para mitigar riesgos relacionados con fluctuaciones en los precios de commodities.

### **Riesgo de liquidez**

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

Tal como se menciona en apartados precedentes, YPF pretende que el perfil de vencimientos de su deuda financiera se adecúe a su capacidad de generar flujos de caja para pagarla como así también teniendo en cuenta la necesidad de financiar las erogaciones proyectadas para cada ejercicio. Al 31 de diciembre de 2014 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 20.675, considerando efectivo por 6.152, otros activos financieros líquidos por 2.223 y líneas de crédito disponibles con instituciones bancarias por 3.800 y con el Tesoro Nacional por 8.500. Adicionalmente, YPF tiene capacidad de emitir deuda bajo el programa global de obligaciones negociables aprobado originalmente por la Asamblea en 2008, ampliado en septiembre de 2012, en abril de 2013 (ver Nota 2.i) y en febrero 2015 (ver Nota 12).

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

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2014:

	31 de diciembre de 2014						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>							
Cuentas por pagar <sup>(1)</sup>	28.407	394	-	-	-	21	28.822
Préstamos	13.035	8.295	4.300	7.414	2.830	11.521	47.395
Provisiones	718	-	-	-	-	-	718

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

La mayoría de la deuda financiera, contiene cláusulas habituales de restricción ("covenants"). Con respecto a una parte significativa de los préstamos financieros al 31 de diciembre de 2014, YPF ha acordado, entre otras cosas, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre sus activos. Además, aproximadamente el 34% de la deuda financiera pendiente de pago al 31 de diciembre de 2014 está sujeta a compromisos financieros relacionados con el ratio de apalancamiento y el ratio de deuda de cobertura de servicio de deuda.

Una parte de la deuda financiera establece que ciertos cambios en el control y/o nacionalización respecto a la Sociedad pueden constituir un evento de incumplimiento. Adicionalmente, una parte de la deuda financiera también contiene disposiciones de incumplimiento cruzado y/o disposiciones de aceleración

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

cruzada ("Cláusulas de Aceleración") que podrían resultar en su exigibilidad anticipada si la deuda que tiene disposiciones de cambio de control y/o nacionalización entra en incumplimiento (default).

A la fecha de emisión de estos estados contables, hemos obtenido dispensas formales de la totalidad de los acreedores financieros correspondiente a la deuda vigente y sujeta a las cláusulas mencionadas al momento del cambio de control de la Sociedad mencionado en la Nota 4.

### Riesgo de crédito

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

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

Los instrumentos financieros de la Sociedad que potencialmente están sujetos al riesgo de concentración crediticia consisten principalmente en los saldos de efectivo y equivalentes de efectivo, créditos por ventas y otros créditos y anticipos. La Sociedad invierte sus excesos temporarios de caja en colocaciones de alta liquidez en instituciones financieras en Argentina y en el exterior con alta calificación crediticia. En el curso normal de sus negocios y sobre la base de análisis crediticios realizados en forma continua, la Sociedad otorga crédito a sus clientes y a ciertas compañías relacionadas. Asimismo, se imputa en el estado de resultados integrales el cargo por créditos de cobro dudoso sobre la base de información específica de sus clientes. A la fecha de cierre del ejercicio los deudores de la Sociedad se encuentran diversificados.

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

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

La exposición máxima al riesgo de crédito de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se detalla a continuación:

	<b>Exposición Máxima al 31 de diciembre de 2014</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	8.375
Otros activos financieros	14.376

A continuación se incluye una apertura de los activos financieros vencidos al 31 de diciembre de 2014:

	<b>Créditos por ventas corrientes</b>	<b>Otros créditos y anticipos corrientes</b>
Vencidos con menos de tres meses	61	280
Vencidos entre 3 y 6 meses	8	40
Vencidos con más de 6 meses	1.735	223
	<u>1.804</u>	<u>543</u>

A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 788 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 18. Estas provisiones representan la mejor estimación de la Sociedad de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

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

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

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

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

## Política de garantías

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

YPF tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.676, 2.131 y 1.965 al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

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

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

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

### Balance General al 31 de diciembre de 2014 y comparativos

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

	2014	2013	2012
Caja y bancos	6.152	4.114	604
Colocaciones transitorias a corto plazo	688	3.991	2.908
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	1.535	1.830	763
	<u>8.375</u>	<u>9.935</u>	<u>4.275</u>

#### 2.b) Créditos por ventas:

	2014		2013		2012	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas <sup>(1)</sup>	3	11.148	7	7.369	9	4.385
Provisión para deudores por venta de cobro dudoso	-	(788)	-	(596)	-	(457)
	<u>3</u>	<u>10.360</u>	<u>7</u>	<u>6.773</u>	<u>9</u>	<u>3.928</u>

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

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

	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso corriente		
	2014	2013	2012
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	596	457	414
Aumentos con cargo a resultado	193	171	55
Aplicaciones con cargo a resultado	(39)	(69)	(25)
Cancelaciones por pago/utilización	-	-	(1)
Diferencia de conversión	38	37	14
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<u>788</u>	<u>596</u>	<u>457</u>

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

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

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

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

**2.c) Otros créditos y anticipos:**

	2014		2013		2012	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores por servicios	-	664	-	377	-	223
Créditos de impuestos, reembolsos por las exportaciones e incentivos a la producción	-	712	-	1.131	-	520
Aportes a Fideicomiso Obra Sur	56	17	67	17	83	17
Préstamos a clientes y saldos con sociedades relacionadas <sup>(1)</sup>	30	1.338	32	511	35	135
Depósitos en garantía	1	398	1	236	1	170
Gastos pagados por adelantado	8	323	3	454	3	216
Anticipo y préstamos a empleados	-	276	-	149	-	101
Anticipos a proveedores y despachantes de aduana <sup>(2)</sup>	-	2.097	-	1.022	-	522
Créditos con socios de Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	612	688	1.852 <sup>(3)</sup>	595 <sup>(3)</sup>	600	129
Seguros a cobrar (Nota 10.b)	-	1.068	-	1.956	-	-
Diversos	41	87	41	302	41	417
	<u>748</u>	<u>7.668</u>	<u>1.996</u>	<u>6.750</u>	<u>763</u>	<u>2.450</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	-	(89)	-	(89)	-	(89)
	<u>748</u>	<u>7.579</u>	<u>1.996</u>	<u>6.661</u>	<u>763</u>	<u>2.361</u>

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

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

(3) Incluye el crédito relacionado con el acuerdo de proyectos de inversión con Chevron Corporation (ver Nota 10.c).

**2.d) Bienes de cambio:**

	2014	2013	2012
Productos destilados	7.596	5.644	4.225
Petróleo crudo y gas natural	4.004	3.451	1.813
Productos en procesos	99	115	106
Materia prima, envases y otros	554	353	361
	<u>12.253<sup>(1)</sup></u>	<u>9.563<sup>(1)</sup></u>	<u>6.505<sup>(1)</sup></u>

(1) Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, el valor neto de realización de los bienes de cambio no difiere en forma significativa de su costo.

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

	2014	2013	2012
Participación en sociedades (Anexo I)	11.566	4.208	2.983
Provisión para desvalorización de participación en sociedades	(12)	(12)	(19)
	<u>11.554</u>	<u>4.196</u>	<u>2.964</u>

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

Cuenta principal	2014				
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto de conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del ejercicio
Concesiones de servicios	3.917	572	1.212	6	5.707
Derechos de exploración	630	249	215	(682) <sup>(1)</sup>	412
Otros intangibles	1.871	126	594	5	2.596
Total 2014	<u>6.418</u>	<u>947</u>	<u>2.021</u>	<u>(671)</u>	<u>8.715</u>
Total 2013	<u>4.258</u>	<u>623</u>	<u>1.517</u>	<u>20</u>	<u>6.418</u>
Total 2012	<u>3.553</u>	<u>133</u>	<u>558</u>	<u>14</u>	<u>4.258</u>

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

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

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

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

Cuenta principal	2014					2013	2012		
	Amortización					Valor residual	Valor residual		
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión	Acumulada al cierre del ejercicio	Valor residual		
Concesiones de servicios	2.551	-	4-5%	135	790	3.476	2.231	1.366	930
Derechos de exploración	-	-	-	-	-	-	412	630	230
Otros intangibles	1.592	-	7-33%	153	523	2.268	328	279	153
Total 2014	4.143	-		288	1.313	5.744	2.971		
Total 2013	2.945	(4)		180	1.022	4.143		2.275	
Total 2012	2.424	-		144	377	2.945			1.313

(1) Incluye 682 reclasificados a la línea de propiedad minera, pozos y equipos de explotación del rubro Bienes de uso.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	2014	2013	2012
Valor residual de bienes de uso	147.119	90.620	56.659
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(313)	(166)	(132)
	146.806	90.454	56.527

Cuenta principal	2014				
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto de conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del ejercicio
Terrenos y edificios	6.454	9	1.990	111	8.564
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	177.668	2.032	55.547	20.027	255.274
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	29.267	13	9.171	3.630	42.081
Equipos de transporte	1.392	-	430	150	1.972
Materiales y equipos en depósito	5.465	7.712	1.544	(6.904)	7.817
Perforaciones y obras en curso	19.739	38.171	6.275	(19.589)	44.596
Perforaciones exploratorias en curso <sup>(4)</sup>	928	2.256	231	(1.641)	1.774
Muebles y útiles e instalaciones	2.171	5	688	281	3.145
Equipos de comercialización	4.081	-	1.284	152	5.517
Otros bienes	3.601	15	1.105	13	4.734
Total 2014	250.766	50.213 <sup>(6)(7)</sup>	78.265	(3.770) <sup>(1)</sup>	375.474
Total 2013	168.872	33.745 <sup>(7)</sup>	58.683	(10.534) <sup>(6)</sup>	250.766
Total 2012	133.902	15.870 <sup>(7)</sup>	20.115	(1.015) <sup>(1)</sup>	168.872

Cuenta principal	2014						2013	2012
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión	Acumulada al cierre del ejercicio	Valor residual	Valor residual
Terrenos y edificios	2.546	(4)	2%	154	814	3.510	5.054	2.726
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	131.726	(348)	<sup>(2)</sup>	15.902	41.215	188.495	66.779 <sup>(3)</sup>	27.879 <sup>(3)</sup>
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	17.611	(7)	4-5%	1.751	5.486	24.841	17.240	5.845
Equipos de transporte	963	(16)	4-20%	127	300	1.374	598	316
Materiales y equipos en depósito	-	-	-	-	-	-	7.817	3.354
Perforaciones y obras en curso	-	-	-	-	-	-	44.596	13.659
Perforaciones exploratorias en curso <sup>(4)</sup>	-	-	-	-	-	-	1.774	956
Muebles y útiles e instalaciones	1.901	2	10%	212	593	2.708	437	242
Equipos de comercialización	3.034	-	10%	239	941	4.214	1.303	707
Otros bienes	2.365	(6)	10%	123	731	3.213	1.521	975
Total 2014	160.146	(379) <sup>(1)</sup>		18.508	50.080	228.355	147.119	
Total 2013	112.213	(1.522) <sup>(6)</sup>		10.956	38.499	160.146	90.620	
Total 2012	90.715	(78) <sup>(1)</sup>		7.988	13.588	112.213		56.659

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

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

(3) Incluye 5.663, 3.748 y 2.800 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

(4) Existen 55 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2014. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha, se han iniciado 56 pozos, 32 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 24 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta propiedad minera, pozos y equipos de explotación.

(5) Incluye 858, 210, 39 y 516 de altas correspondientes a las UTEs Puesto Hernandez, Lajas, La Ventana y Bajada Añelo-Amarga Chica respectivamente, a la fecha de adquisición de participación adicional.

(6) Incluye, entre otros, la baja de los activos del Coke A vinculados al incidente que afectó a la Refinería La Plata en abril 2013, como consecuencia del temporal que tuvo lugar en dicha ciudad (ver adicionalmente Nota 10.b) y 6.708 de bajas de activos relacionados a los Acuerdos de Proyectos de Inversión (ver adicionalmente Nota 10.c).

(7) Incluye 22, 4.207 y (276) de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

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

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

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

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

Tal como se describe en la Nota 1.b.6, YPF capitaliza los costos financieros como parte del costo de los activos. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 la tasa de capitalización anualizada promedio ha sido 12,29%, 12,03% y 8,55% y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 574, 605 y 340, respectivamente para los ejercicios mencionados.

A continuación se describe la evolución de la provisión para materiales y equipos obsoletos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

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

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

	2014	2013	2012
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	710	815	160
Incrementos pendientes de determinación de reservas	913	424	683
Disminuciones imputadas contra Gastos de Exploración	(336)	(255)	(35)
Disminuciones por cesión de activos	(336)	-	-
Reclasificaciones hacia Propiedad minera, pozos y equipos de perforación con reservas probadas	(188)	(481)	(63)
Diferencia de conversión	221	207	70
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<b>984</b>	<b>710</b>	<b>815</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 2014.

	Monto	Cantidad de Proyectos	Cantidad de Pozos
Entre 1 y 5 años	113	2	3

## 2.h) Cuentas por pagar:

	2014		2013		2012	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas <sup>(1)</sup>	59	26.648	153	18.112	35	11.051
Participación en sociedades con patrimonio neto negativo	-	2.806	-	1.419	-	910
Extensión de concesiones (ver Nota 10.c)	332	884	275	1.036	104	936
Diversos	24	875	25	470	23	299
	<b>415</b>	<b>31.213</b>	<b>453</b>	<b>21.037</b>	<b>162</b>	<b>13.196</b>

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

## 2.i) Préstamos:

	Tasa de Interés <sup>(1)</sup>	Vencimiento de Capital	2014		2013		2012	
			No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones Negociables <sup>(2)</sup>	0,10-26,00%	2015 – 2028	31.734	3.509	19.321	4.296	9.264	725
Otras deudas financieras	2,00-26,00%	2015 – 2019	2.626 <sup>(3)(4)</sup>	9.526 <sup>(3)(4)</sup>	2.601	4.364	2.878	4.045
			<b>34.360</b>	<b>13.035</b>	<b>21.922</b>	<b>8.660</b>	<b>12.142</b>	<b>4.770</b>

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

(2) Se exponen netas de 154, 66 y 402 de Obligaciones Negociables propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

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

(4) Incluye 1.702 correspondientes a préstamos otorgados por el Banco Nación Argentina, denominados en pesos, de los cuales 315 devengan tasa fija del 15% hasta diciembre 2015 y luego tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos, 167 devengan tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos porcentuales con un tope de la tasa activa de la cartera general del Banco Nación y 1.220 en concepto de adelantos en cuenta corriente, los cuales devengan una tasa de interés fija del 22% y 26 correspondientes a préstamos otorgados por Operadora de Estaciones de Servicios S.A., los cuales devengan una tasa fija del 5%. Ver adicionalmente Nota 6.

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

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

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

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



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

(en millones)		Valor registrado											
Emisión								2014		2013		2012	
Mes	Año	Valor Nominal		Clase	Tasa de interés <sup>(3)</sup>	Vencimiento del Capital		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
-	1998	US\$ 15	(1) (6)	-	Fija	10,00%	2028	126	2	584	10	88	1
Marzo	2010	US\$ 70	(2) (6)	Clase III	-	-	-	-	-	-	-	-	347
Septiembre	2012	\$ 100	(2) (6)	Clase VI	-	-	-	-	-	-	-	-	101
Septiembre	2012	\$ 200	(2) (6)	Clase VII	-	-	-	-	-	-	202	200	2
Septiembre	2012	\$ 1.200	(2) (4) (6)	Clase VIII	BADLAR más 4%	24,02%	2015	-	809	800	413	1.200	11
Octubre	2012	US\$ 130	(2) (5) (6)	Clase IX	-	-	-	-	-	-	853	636	7
Octubre y Diciembre	2012	US\$ 552	(2) (4) (5) (6)	Clase X	Fija	6,25%	2016	4.690	59	3.587	45	2.702	34
Noviembre y Diciembre	2012	\$ 2.110	(2) (4) (6)	Clase XI	BADLAR más 4,25%	24,72%	2017	2.110	70	2.110	64	2.110	56
Diciembre	2012	\$ 150	(2) (6)	Clase XII	-	-	-	-	-	-	-	-	151
Diciembre y Marzo	2012/3	\$ 2.828	(2) (4) (6)	Clase XIII	BADLAR más 4,75%	24,70%	2018	2.828	23	2.828	22	2.328	15
Marzo	2013	\$ 300	(2) (6)	Clase XIV	-	-	-	-	-	-	304	-	-
Marzo	2013	US\$ 230	(2) (5) (6)	Clase XV	-	-	-	-	-	-	1.497	-	-
Mayo	2013	\$ 300	(2) (6)	Clase XVI	-	-	-	-	-	-	303	-	-
Abril	2013	\$ 2.250	(2) (4) (6)	Clase XVII	BADLAR más 2,25%	22,99%	2020	2.250	89	2.250	83	-	-
Abril	2013	US\$ 61	(2) (5) (6)	Clase XVIII	Fija	0,10%	2015	-	502	397	-	-	-
Abril	2013	US\$ 89	(2) (5) (6)	Clase XIX	Fija	1,29%	2017	757	2	579	1	-	-
Junio	2013	\$ 1.265	(2) (4) (6)	Clase XX	BADLAR más 2,25%	22,22%	2020	1.265	11	1.265	10	-	-
Julio	2013	\$ 100	(2) (6)	Clase XXI	-	-	-	-	-	-	101	-	-
Julio	2013	US\$ 92	(2) (5) (6)	Clase XXII	Fija	3,50%	2020	515	107	510	89	-	-
Octubre	2013	US\$ 150	(2)	Clase XXIV	LIBOR más 7,50%	7,73%	2018	825	311	860	125	-	-
Octubre	2013	\$ 300	(2) (6)	Clase XXV	BADLAR más 3,24%	24,10%	2015	-	314	300	13	-	-
Diciembre	2013	US\$ 587	(2)	Clase XXVI	Fija	8,88%	2018	4.899	16	3.251	10	-	-
Diciembre	2013	\$ 150	(2) (6)	Clase XXVII	-	-	-	-	-	-	151	-	-
Marzo	2014	\$ 500	(2) (6)	Clase XXIX	BADLAR	20,09%	2020	500	7	-	-	-	-
Marzo	2014	\$ 379	(2) (6)	Clase XXX	BADLAR más 3,50%	23,47%	2015	-	384	-	-	-	-
Abril	2014	US\$1.000	(2)	Clase XXVIII	Fija	8,75%	2024	8.501	180	-	-	-	-
Junio	2014	\$ 201	(2) (6)	Clase XXXI	Variable <sup>(7)</sup>	26,00%	2015	-	205	-	-	-	-
Junio	2014	\$ 465	(2)	Clase XXXII	BADLAR más 3,20%	23,27%	2016	155	316	-	-	-	-
Junio	2014	US\$ 66	(2) (5)	Clase XXXIII	Fija	2,00%	2017	563	1	-	-	-	-
Septiembre	2014	\$ 1.000	(2)	Clase XXXIV	BADLAR más 0,1%	20,16%	2024	1.000	54	-	-	-	-
Septiembre	2014	\$ 750	(2) (4)	Clase XXXV	BADLAR más 3,50%	23,56%	2019	750	47	-	-	-	-
								<u>31.734</u>	<u>3.509</u>	<u>19.321</u>	<u>4.296</u>	<u>9.264</u>	<u>725</u>

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

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

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

(4) La ANSES y/o el Fondo Argentino de hidrocarburos han participado de la suscripción primaria de los presentes títulos, los cuales pueden, a criterio de los respectivos tenedores, ser posteriormente negociadas en los mercados de valores en donde los títulos se encuentran autorizados a cotizar.

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

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

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

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

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

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

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

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

La Asamblea General de Accionistas celebrada el 8 de enero de 2008, aprobó un programa de emisión de Obligaciones Negociables por un monto de hasta US\$ 1.000 millones.

Con posterioridad a la fecha antes mencionada, el monto del programa fue ampliado mediante aprobación de las correspondientes Asambleas de accionistas, totalizando dicha aprobación un monto nominal máximo en circulación de US\$ 5.000 millones al 31 de diciembre de 2014, fecha de cierre del ejercicio y US\$ 8.000 millones al 26 de febrero de 2015, fecha de emisión de los presentes estados contables (ver Nota 12) o su equivalente en otras monedas. Los fondos provenientes de dicho programa podrán tener como destino cualquiera de las alternativas previstas en el artículo 3° de la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus normas complementarias.

## 2.j) Provisiones:

	Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2013</b>	4.455	64	214	658	12.973	286
Aumentos con cargos a resultados	2.032	12	778	-	1.296	-
Aplicaciones con cargos a resultados	(462)	(82)	-	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(476)	-	(466)	-	(139)
Diferencias de conversión	786	3	-	-	2.634	47
Aumento por adquisición de participación en UTEs	-	-	-	-	339	153
Reclasificaciones y otros movimientos	(1.273)	1.273	(603)	603	18 <sup>(1)</sup>	4 <sup>(1)</sup>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>5.538</b>	<b>794</b>	<b>389</b>	<b>795</b>	<b>17.260</b>	<b>351</b>

	Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2012</b>	2.492	102	246	344	6.908	192
Aumentos con cargos a resultados	1.836	12	47	551	714	-
Aplicaciones con cargos a resultados	(36)	(41)	-	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(130)	-	(316)	-	(105)
Diferencias de conversión	457	2	-	-	1.314	29
Reclasificaciones y otros movimientos	(294)	119	(79)	79	4.037 <sup>(1)</sup>	170 <sup>(1)</sup>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>4.455</b>	<b>64</b>	<b>214</b>	<b>658</b>	<b>12.973</b>	<b>286</b>

	Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	2.108	101	221	303	6.288	252
Aumentos con cargos a resultados	735	11	536	-	475	5
Aplicaciones con cargos a resultados	(31)	(4)	(24)	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(501)	-	(446)	-	(141)
Diferencias de conversión	175	-	-	-	482	15
Reclasificaciones y otros movimientos	(495)	495	(487)	487	(337) <sup>(1)</sup>	61 <sup>(1)</sup>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>2.492</b>	<b>102</b>	<b>246</b>	<b>344</b>	<b>6.908</b>	<b>192</b>

(1) Incluye 22, 4.207 y (276) 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 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

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

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

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

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

**2.k) Ingresos, costo de ventas , gastos y otros ingresos, netos:****Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012****Ingresos ordinarios**

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Ventas <sup>(1)</sup>	136.115	87.906	65.952
Impuesto a los ingresos brutos	(4.759)	(2.923)	(2.195)
	<u>131.356</u>	<u>84.983</u>	<u>63.757</u>

(1) Incluye los ingresos vinculados al Plan de Incentivos para la inyección de excedente creado por la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de inversiones de hidrocarburos. Ver Nota 10.c).

**Costo de ventas**

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Existencia al inicio	9.563	6.505	5.592
Compras	32.964	23.781	16.703
Costos de producción	63.421	41.221	30.760
Diferencia de conversión	2.821	2.227	835
Existencia final	(12.253)	(9.563)	(6.505)
Costo de ventas	<u>96.516</u>	<u>64.171</u>	<u>47.385</u>

**Gastos**

	<u>2014</u>					<u>2013</u>	<u>2012</u>
	<u>Costos de producción</u>	<u>Gastos de administración</u>	<u>Gastos de comercialización</u>	<u>Gastos de exploración</u>	<u>Total</u>	<u>Total</u>	<u>Total</u>
Sueldos y cargas sociales	2.768	1.234 <sup>(2)</sup>	732	153	4.887	3.712	2.847
Honorarios y retribuciones por servicios	705	1.011 <sup>(2)</sup>	135	6	1.857	1.156	947
Otros gastos de personal	1.278	186	86	38	1.588	1.059	759
Impuestos, tasas y contribuciones	2.246	11	3.133	-	5.390 <sup>(1)</sup>	3.622 <sup>(1)</sup>	2.526 <sup>(1)</sup>
Regalías, servidumbres y cánones	8.994	-	18	22	9.034	5.846	4.465
Seguros	662	9	63	-	734	555	230
Alquileres de inmuebles y equipos	2.379	6	291	-	2.676	1.833	1.372
Gastos de estudio	-	-	-	98	98	48	29
Depreciación de bienes de uso	17.797	260	451	-	18.508	10.956	7.988
Amortización de activos intangibles	138	134	16	-	288	180	144
Materiales y útiles de consumo	3.380	25	60	8	3.473	2.100	1.550
Contrataciones de obra y otros servicios	6.331	177	393	-	6.901	4.625	3.772
Conservación, reparación y mantenimiento	10.469	145	268	19	10.901	7.710	5.779
Compromisos contractuales	52	-	-	-	52	167	212
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	1.265	1.265	514	72
Transporte, productos y cargas	3.679	-	2.973	-	6.652	4.655	3.777
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	154	-	154	102	30
Gastos de publicidad y propaganda	-	449	231	-	680	247	165
Combustibles, gas, energía y otros	2.543	65	411	63	3.082	2.386	1.852
<b>Total 2014</b>	<u>63.421</u>	<u>3.712</u>	<u>9.415</u>	<u>1.672</u>	<u>78.220</u>		
<b>Total 2013</b>	<u>41.221</u>	<u>2.324</u>	<u>7.163</u>	<u>765</u>		<u>51.473</u>	
<b>Total 2012</b>	<u>30.760</u>	<u>2.038</u>	<u>5.420</u>	<u>298</u>			<u>38.516</u>

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

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

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

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

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

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

El gasto reconocido en los estados de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendió a 291, 70 y 58, respectivamente.

### Otros ingresos, netos

	2014	2013	2012
Juicios	(742)	(1.069)	(143)
Seguros (Nota 10.b)	-	1.479	-
Venta extensión de la concesión "La Ventana" y "Magallanes" (Nota 5)	428	-	-
Diversos	477	34	186
	163	444	43

### 3. PROVISIONES PARA JUICIOS, RECLAMOS Y PASIVOS AMBIENTALES

#### a) Juicios y reclamos:

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

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad ha provisionado los juicios pendientes, reclamos y contingencias cuya pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente, los cuales ascienden a 6.332. Los juicios pendientes y contingencias más significativas provisionados se describen en los próximos párrafos.

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

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

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

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

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

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

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

mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino (“Requerimientos de Inyección Adicional”). Dichos volúmenes adicionales, no se encuentran contratados por YPF y la fuerzan a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada. Los mecanismos establecidos por las Resoluciones N° 659/2004 y 752/2005 han sido adaptados por la Resolución SE N° 599/2007 modificando las condiciones de imposición de los requerimientos, según sean impuestas a productores firmantes o no firmantes de la propuesta de acuerdo entre la Secretaría de Energía y Productores homologada mediante dicha resolución. Asimismo, mediante la Resolución N° 1410/2010 del Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) se aprobó un “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, imponiéndose de esta forma nuevas y más severas restricciones con relación de la disponibilidad del gas por parte de los productores. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado limitaciones a las exportaciones de gas natural (conjuntamente con el Programa y con la Inyección Adicional Permanente, denominadas “Administración de las Exportaciones”). Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta Resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

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

La Sociedad ha impugnado el Programa, la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional, establecidas mediante las Resoluciones SEN 599/2007, 172/2011 y Resolución ENARGAS 1410/2010 por arbitrarios e ilegítimos, y ha alegado frente a los respectivos clientes que la Administración de las Exportaciones constituye un evento de caso fortuito o fuerza mayor (hecho del príncipe) que liberan a la Sociedad de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados. Los mencionados clientes han rechazado el argumento de fuerza mayor esgrimido por la Sociedad, reclamando algunos de ellos el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuros reclamos por tal concepto (en adelante los “Reclamos”).

Entre ellos, AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. (“AESU”) el 25 de junio de 2008 procedió a liquidar la suma de US\$ 28,1 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural (“DOP”) desde el 16 de septiembre del 2007 hasta el 25 de junio del 2008, habiendo liquidado luego la suma de US\$ 2,7 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 18 de enero de 2006 hasta el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas liquidaciones. Por nota de fecha 15 de septiembre de 2008, AESU notificó a YPF que suspendía el cumplimiento de sus obligaciones alegando morosidad e incumplimientos por parte de YPF, lo cual fue rechazado integralmente por la Sociedad. Con fecha 4 de diciembre de 2008, YPF notificó que, levantada la fuerza mayor imperante, de acuerdo con los términos del contrato vigente, procedería a suspender su obligación de entrega de gas natural ante los reiterados incumplimientos de AESU, lo cual fue asimismo rechazado. Con fecha 30 de diciembre de 2008, AESU rechazó el derecho de YPF de suspender las entregas de gas natural. El 20 de marzo de 2009 AESU notificó formalmente la declaración de rescisión del contrato. El 6 de abril de 2009 YPF promovió ante la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”) un arbitraje contra AESU, Companhia do Gas do Estado do Rio Grande do Sul (“Sulgás”) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”). En la misma fecha la Sociedad fue notificada por la CCI del arbitraje promovido por AESU y Sulgás contra YPF por el que reclama, entre otros conceptos que la Sociedad considera improcedentes, lucro cesante, gastos de desmantelamiento de la planta de AESU y el pago de los montos por penalidades por no entrega de gas natural antes mencionados todo lo cual totaliza aproximadamente US\$ 1.052 millones.

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

Adicionalmente, YPF fue notificada del arbitraje promovido por TGM ante la CCI reclamando el pago de la suma de aproximadamente US\$ 10 millones más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, relacionada con el pago de facturas del contrato de transporte de gas natural suscripto en septiembre de 1998 entre YPF y TGM, vinculado al contrato de exportación de gas natural con AESU mencionado precedentemente. El 8 de abril de 2009, YPF solicitó el rechazo de la demanda y reconvino solicitando la terminación del contrato de transporte de gas natural con fundamento en la finalización por parte de AESU y Sulgás del contrato de exportación de gas natural. A su vez, la Sociedad había promovido ante la CCI un arbitraje contra TGM, entre otros. Se recibió la contestación de TGM, quien solicitó el íntegro rechazo de las pretensiones de YPF y dedujo demanda reconvenzional contra la Sociedad con el fin de que el Tribunal Arbitral condene a YPF a indemnizar a TGM la totalidad de los daños y perjuicios, presentes o futuros, sufridos por TGM a causa de la extinción del Contrato de Transporte Firme y del Acta Acuerdo de fecha 2 de octubre de 1998 por medio de la cual YPF se había comprometido a abonar a TGM contribuciones irrevocables no capitalizables como contraprestación por la ampliación del gasoducto Proyecto Uruguayana; y se condene a AESU/Sulgás - para el caso en que se declare la rescisión del Contrato de Gas por incumplimiento de AESU o Sulgás - a indemnizar en forma solidaria todos los daños y perjuicios que dicha rescisión ocasione a TGM. Adicionalmente, con fecha 10 de julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a US\$ 17 millones y reclamó lucro cesante por US\$ 366 millones, los cuales son considerados improcedentes respecto de YPF, por lo que se contestó esta ampliación de demanda rechazando los argumentos vertidos por TGM.

Con fecha 6 de abril de 2011 el Tribunal Arbitral del Arbitraje “YPF c/AESU” hizo lugar al planteo jurisdiccional de YPF y dispuso consolidar todos los arbitrajes (“AESU c/YPF”, “TGM c/YPF” e “YPF c/AESU”) en el arbitraje “YPF c/AESU”, por lo que AESU y TGM desistieron de sus respectivos arbitrajes y todas las cuestiones planteadas en los tres arbitrajes quedaron a resolver en el arbitraje “YPF c/AESU”. Con fecha 19 y 24 de abril de 2012, AESU y Sulgás presentaron nueva evidencia solicitando su admisión en el procedimiento arbitral. YPF y TGM hicieron sus observaciones sobre dicha evidencia el 27 de abril de 2012. Con fecha 1 de mayo de 2012, el Tribunal Arbitral denegó la admisión de dicha evidencia, al tiempo que resolvía que, si durante el juicio el Tribunal consideraba necesaria dicha evidencia, la misma sería admitida.

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

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

Por otra parte, con fecha 17 de octubre de 2013, el Tribunal Arbitral dispuso la reanudación del arbitraje y fijó un cronograma procesal para la etapa de daños a desarrollarse durante todo el año 2014 durante el cual se produjeron los informes de los expertos propuestos por las partes.

El 27 de diciembre de 2013 se solicitó a la Justicia Contencioso Administrativa que conceda el recurso de queja dándole trámite al recurso de nulidad y declarando que la concesión del mismo posee efectos suspensivos respecto del procedimiento arbitral. Se solicitó adicionalmente que hasta tanto no se conceda el recurso de queja, se conceda una medida cautelar de no innovar para evitar se impulse el procedimiento arbitral hasta tanto se resuelva el recurso de queja y de nulidad interpuesto por YPF. Con fecha 7 de octubre de 2014 la Cámara Contencioso Administrativa Federal, además de declararse competente en el

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

recurso de Nulidad, dispuso suspender el calendario procesal de la segunda etapa del Arbitraje hasta tanto dicha Cámara se pronuncie en forma definitiva sobre el recurso de nulidad interpuesto por YPF contra el laudo arbitral sobre responsabilidad. Con fecha 8 de octubre de 2014 se le notificó al Tribunal Arbitral de lo resuelto por dicha Cámara y el 31 de octubre de 2014, el Tribunal Arbitral dispuso la suspensión del Proceso Arbitral hasta el 2 de febrero de 2015. El 5 de noviembre de 2014 YPF fue notificada del recurso extraordinario interpuesto por TGM contra la resolución de suspensión del calendario procesal dictada por la citada Cámara. YPF contestó dicho recurso en fecha 19 de noviembre de 2014 y, con fecha 30 de diciembre de 2014 la Cámara rechazó el recurso extraordinario interpuesto por TGM. Por su parte, AESU ha solicitado ante la justicia uruguaya la declaración de nulidad de las resoluciones del Tribunal Arbitral que dispusieron la suspensión del procedimiento arbitral y una medida cautelar para que YPF se abstenga de impedir el desarrollo del arbitraje. AESU está intentando notificar las distintas resoluciones adoptadas por los tribunales uruguayos via exhorto e YPF ha planteado ante los tribunales argentinos que intervienen en dicha notificación su oposición a la misma, fundado en defectos formales de la notificación como en la incompetencia de la justicia uruguaya para entender en estos planteos. Hasta la fecha no ha sido resuelto el planteo de YPF por la justicia argentina habiendo la Cámara dispuesto notificar a la justicia uruguaya las resoluciones que ha adoptado en el expediente del Recurso de Nulidad iniciado por YPF.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Adicionalmente, Nación Fideicomisos S.A. (NAFISA), había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos aplicables al transporte a Uruguaiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 por dichos cargos. Se contestó la demanda con fecha 8 de febrero de 2012, planteando la conexidad con el juicio "TGN c/ YPF", la incompetencia del ENARGAS para entender en este planteo, la acumulación en el juicio "TGN c/ YPF" y rechazando el reclamo fundado en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte. En esta misma fecha, se presentó también en el juicio "TGN c/ YPF" similar solicitud de acumulación. El 12 de abril de 2012, ENARGAS resolvió a favor de NAFISA. Con fecha 12 de mayo de 2012, YPF recurrió dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. Con fecha 11 de noviembre de 2013, dicha Cámara rechazó el recurso directo interpuesto por YPF. A su vez, con fecha 19 de noviembre de 2013, YPF interpuso el Recurso Ordinario ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación y con fecha 27 de noviembre se interpuso el Recurso Extraordinario, también ante la Corte Suprema. El recurso ordinario fue concedido y oportunamente fundado por YPF. La Gerencia de la Sociedad ha provisionado su mejor estimación en relación con los reclamos mencionados precedentemente.

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

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

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

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

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

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

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



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

*Quilmes:* Los actores, quienes sostienen ser vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio en el que reclaman la indemnización de daños personales supuestamente ocasionados por 47 más intereses y la remediación ambiental. Hacen su reclamo basados principalmente en una pérdida de combustible en el poliducto La Plata-Dock Sud, que actualmente opera YPF, ocurrido en el año 1988, siendo en dicho momento YPF una sociedad del Estado Nacional, en razón de un hecho ilícito entonces detectado. El combustible habría aflorado y se hizo perceptible en noviembre de 2002, lo que ha motivado desde ese entonces la realización por parte de YPF de tareas de remediación en la zona afectada, bajo la supervisión de la autoridad ambiental de la Provincia de Buenos Aires. El Estado Nacional negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo que se lo ha demandado para obtener una decisión judicial declarando la nulidad de dicha decisión, la cual aún está pendiente de resolución. El 25 de noviembre de 2009 se remitieron las actuaciones al Juzgado Federal en lo Civil y Comercial N° 3, Secretaría N° 6, con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires para su radicación en ese juzgado, y el 4 de marzo de 2010 se contestó la demanda en este asunto, a la vez que se solicitó la citación del Estado Nacional. El 18 de diciembre de 2014 se diligenció la citación del Estado Nacional, notificándolo de la demanda y sus ampliaciones, mediante oficio al Ministerio de Planificación Federal. Adicionalmente a lo previamente mencionado, la Sociedad tiene otros 26 reclamos judiciales en su contra basados en argumentos similares, los cuales representan aproximadamente 19. Asimismo, se han iniciado reclamos no judiciales contra la Sociedad basados en argumentos similares.

*Reclamos fiscales:*

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

**b) Pasivos ambientales:**

Debido a su operatoria, YPF está sujeta a diversas leyes y regulaciones provinciales y nacionales de protección del medio ambiente. Dichas leyes y regulaciones podrían, entre otras cosas, imponer sanciones por el costo de limpieza de la contaminación y daños al medio ambiente resultantes de la mencionada operatoria. La Gerencia de YPF considera que las operaciones de la Sociedad se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes en Argentina, tal como han sido históricamente interpretadas y aplicadas.

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

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

En adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, que al 31 de diciembre de 2014 ascienden a 17.611, se han provisionado 1.184 correspondientes a las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual de la Sociedad. Cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una reevaluación de esas estimaciones. La Sociedad no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

### **c) Principales provisiones de Inversiones en Sociedades**

#### **1. Introducción**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- *Newark, New Jersey*

Un acuerdo homologado, previamente acordado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (“EPA”), el Departamento de Protección Ambiental y Energía de New Jersey (“DEP”) y Occidental, como sucesora de Chemicals, fue emitido en 1990 por el Tribunal del Distrito de New Jersey de los Estados Unidos de América. Dicho acuerdo requiere la implementación de un plan de remediación en la antigua planta de agroquímicos de Chemicals en Newark, New Jersey. El plan de remediación provisional ha sido completado y fue pagado por TS. Este proyecto está en su fase de operación y mantenimiento.

- *Río Passaic, New Jersey*

Maxus, cumpliendo con la obligación contractual de actuar en nombre de Occidental, negoció un acuerdo con la EPA (el “AOC 1994”) conforme al cual TS ha realizado pruebas y estudios cerca del emplazamiento de la planta de Newark, adyacente al Río Passaic. Si bien aún quedan pendientes ciertas tareas, los trabajos correspondientes al AOC 1994 fueron subsumidos casi en su totalidad por unas 70 empresas (incluyendo a Occidental y TS) en la porción inferior del Río Passaic a raíz de un acuerdo administrativo del año 2007 (el “AOC 2007”). De conformidad con la AOC 2007, las 17 millas del tramo inferior del Río Passaic, desde su confluencia con la Bahía Newark hasta la Represa Dundee Dam, debían ser objeto del Estudio de Factibilidad / Investigación de remediación (“RI/FS”, por sus siglas en inglés). Los participantes del AOC 2007 están discutiendo la posibilidad de llevar a cabo trabajos adicionales de remediación con la EPA. Las compañías que han aceptado aportar fondos para los RI/FS negociaron entre ellas una distribución interina de los costos en función de ciertas consideraciones. Este grupo se autodenomina “PGC – Partes del Grupo de Cooperación”. El AOC 2007 está siendo coordinado en un esfuerzo cooperativo federal, estatal, local y del sector privado llamado Proyecto de Restauración de los tramos inferiores del Río Passaic (“PRRP”). El 29 de mayo de 2012, Occidental, Maxus y TS se retiraron del PGC bajo protesta y reservando todos sus derechos. Una descripción de las circunstancias de tal acción se encuentra más abajo en el párrafo titulado “Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción.” Sin embargo, Occidental continúa siendo una parte firmante del AOC 2007 y su retiro del PGC no cambia sus obligaciones bajo ese AOC. Se espera que el RI/FS referente al AOC 2007 se completará en el primer o segundo trimestre de 2015 con la presentación a la EPA por parte del PGC de un informe preliminar conteniendo su recomendación de la remediación preferida. EPA tendrá que analizar la recomendación y luego dar su parecer al respecto, proceso que podría durar entre 12-18 meses. Luego de que PGC y EPA lleguen a un acuerdo sobre la remediación preferida, el informe será publicado para los comentarios del público, los cuales también deben ser tomados en cuenta antes que se pueda emitir el Record of Decision o decisión definitiva respecto a la remediación.

La EPA en sus conclusiones respecto del AOC 2007 (que modificó el AOC 1994) indicó que las descargas del emisario subacuático son una fuente activa de sustancias peligrosas en los tramos inferiores del Río Passaic bajo estudio. Con motivo de esto, durante el primer semestre de 2011, Maxus y TS, actuando en nombre de Occidental, firmaron con la EPA un acuerdo administrativo (el “CSO AOC”), el cual es efectivo a partir de Septiembre 2011. Además de establecer la implementación de estudios del emisario subacuático en el Río Passaic, el CSO AOC confirma que no quedan obligaciones pendientes bajo el AOC 1994. En el último semestre de 2014, TS presentó ante la EPA su informe (así completando la fase 1) y aún espera los comentarios de la EPA sobre el plan de trabajo propuesto. TS estima que el costo total de implementar el CSO AOC es de aproximadamente US\$ 5 millones, y que tomará aproximadamente 2 años en ser terminado una vez que EPA autorice la fase 2 (el plan de trabajo).

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

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

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

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

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

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.

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

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

- *Primer Borrador - Año 2007*

En junio de 2007, la EPA dio a conocer el borrador del estudio de factibilidad (el "FFS 2007"). El FFS 2007 resume diversas acciones alternativas de remediación en las 8 millas del tramo inferior del río Passaic, comprendiendo desde no realizar acción alguna, lo cual no implicaría costos significativos, hasta un extensivo dragado y otras actividades de remediación en el tramo inferior del río. Así como otras partes interesadas, TS en conjunto con las demás partes del PGC presentaron a la EPA sus comentarios respecto de los defectos técnicos y legales del FFS 2007. Como resultado de todos los comentarios recibidos, la EPA retiró el FFS para modificarlo y dar más consideración a los comentarios. El 14 de noviembre de 2013, en una reunión del Grupo Asesor Comunitario ("CAG"), la EPA describió las alternativas analizadas en el FFS 2007 que consistieron en cuatro alternativas: (i) no realizar acción alguna, (ii) dragado profundo de 9,7 millones de yardas cúbicas durante 12 años (costo: de US\$ 1.400 millones a US\$ 3.500 millones, dependiendo de si el sedimento dragado es desechado en una instalación acuática de disposición contenida en el suelo de la bahía de Newark ("CAD") o en una instalación de eliminación fuera del sitio), (iii) tapado y dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas durante 6 años (costo estimado: de US\$ 1.000 millones a US\$ 1.800 millones, dependiendo de si hay una "CAD" o una instalación de eliminación fuera del sitio; y (iv) tapado focalizado con dragado de 0,9 millones de yardas cúbicas durante 3 años (la alternativa propuesta por el PGC). La EPA indicó que había descartado la alternativa (iv) y que era partidaria de la alternativa (iii).

- *Segundo Borrador - Año 2014*

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

El FFS 2014 contiene las cuatro alternativas de remediación analizadas por la EPA, así como la estimación del costo de cada alternativa, las cuales consisten en: (i) ninguna acción, (ii) dragado profundo con relleno de 9,7 millones de yardas cúbicas (costo: estimado por EPA: US\$ 1,34 mil millones hasta US\$ 3,24 mil millones, dependiendo de la posibilidad de depositar los sedimentos dragados en depósitos subacuáticos herméticos en la superficie de la Bahía de Newark("CAD") o en un vertedero fuera del lugar o descontaminación local y uso beneficioso ); (iii) 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) (costo estimado por EPA: US\$ 1 mil millón hasta US\$ 1,73 mil millones, dependiendo de la existencia de un CAD o vertedero fuera del lugar o descontaminación local y uso beneficioso ); y (iv) dragado focalizado con rellenado de 1 millón de yardas cúbicas (costo: estimado por EPA: US\$ 0,4 mil millones hasta US\$ 0,6 mil millones, dependiendo de la existencia de un CAD o vertedero fuera del lugar o descontaminación local y uso beneficioso). La alternativa preferida por la EPA al momento de la emisión del FFS 2014 era la tercera, considerando el depósito del material removido en un vertedero fuera del lugar, cuyo costo tendría un valor actual estimado de US\$ 1,73 mil millones (estimado a una tasa del 7%).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- *Conclusión*

En base a la información que a la fecha de emisión de los presentes estados contables dispone la Sociedad, considerando asimismo las incertidumbres referentes a las distintas alternativas de remediación y a las que pudieran incorporarse en la propuesta final y los costos asociados a las mismas, los resultados de los descubrimientos y/o pruebas a producirse, los montos previamente incurridos por YPF Holdings Inc. en actividades de remediación en la zona que abarca el FFS, las diversas partes involucradas en el mismo y consecuentemente las incertidumbres relacionadas con la potencial distribución de los costos de remoción, y la opinión de los asesores legales externos, no es posible estimar razonablemente una pérdida o rango de la pérdida de estas cuestiones mencionadas, por lo que YPF Holdings no ha contabilizado una provisión por esta cuestión.

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

- *Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción*

En febrero de 2012, la EPA presentó a las Partes del Grupo de Cooperación (PGC) una propuesta de Acuerdo administrativo y orden de consentimiento (la AOC RM 10,9) para realizar una Acción de remoción y Estudios piloto destinados a reducir los altos niveles de contaminación de 2, 3, 7, 8-TCDD, PCB, mercurio y otros contaminantes de importancia en las proximidades de la milla 10,9 del Río Passaic (RM 10,9), que comprende una formación de sedimentos ("senegal") de aproximadamente 8,9 acres. En relación con la AOC RM 10,9, la EPA ordenó al PGC proceder a la remoción de aproximadamente 16.000 yardas cúbicas de sedimentos y realizar estudios piloto a pequeña escala con el fin de evaluar diferentes tecnologías ex situ de descontaminación y reutilización beneficiosa, nuevas tecnologías de relleno y técnicas de estabilización in situ, para posibilitar su consideración y posible inclusión en la acción de remoción a ser evaluada en la AOC 2007 y en los Estudios de factibilidad focalizados (FFS, por sus siglas en inglés); técnicas y tecnologías por cualquiera de las cuales se podría optar en uno o más de los instrumentos de decisión subsiguientes. El 18 de junio de 2012, EPA anunció que había firmado la AOC RM 10,9 con 70 partes. Occidental, Maxus y TS rechazaron firmar tal AOC dado que no lograron un acuerdo con las otras partes del PGC respecto del modo de asignación del costo estimado de la acción de remoción. El 25 de junio de 2012, EPA dirigió a Occidental la orden, conforme a la sección 106 de CERCLA, de participar y cooperar con los miembros del PGC que habían firmado la AOC RM 10,9. Occidental notificó a la EPA y al PGC su intención de cumplir con dicha orden el 23 de julio de 2012, a lo que siguió su ofrecimiento de buena fe de facilitar la utilización de sus instalaciones de escurrimiento, de fecha 27 de julio de 2012. El 10 de agosto de 2012, el PGC rechazó el ofrecimiento de buena fe de Occidental y, el 7 de septiembre de 2012, el PGC anunció que tenía planes alternativos para la manipulación de los sedimentos que serían excavados en la RM 10,9; por lo que no sería necesaria la utilización de las instalaciones de escurrimiento existentes. Mediante carta del 26 de septiembre de 2012, la EPA señaló a Occidental la necesidad de analizar otras opciones para que Occidental participe y coopere en la acción de remoción de la RM 10,9, según lo dispuesto por la Orden administrativa unilateral. El 18 de septiembre de 2012, la EPA sugirió al PGC del Río Passaic (CAG, por sus siglas en inglés) que los estudios a pequeña escala de las tecnologías de tratamiento no reducían las concentraciones de químicos de modo

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

suficiente para justificar su costo, por lo que los sedimentos de la RM 10,9 debían ser removidos fuera del sitio para su eliminación. Por lo tanto, EPA notificó a OCC, Maxus y TS que discutiría otras opciones para determinar cómo podían cumplir con la Orden Administrativa Unilateral, que derivó en un pedido de constituir una garantía financiera. TS, en representación de Occidental, trabajó en el primer cuatrimestre de 2014 para preparar una propuesta para la EPA con relación a la milla 10.9. En marzo de 2014 TS envió un programa de trabajos para la realización de ciertos estudios, que fueron aceptados de manera condicional por la EPA. El trabajo de campo para esta investigación se llevó a cabo en agosto y una investigación de campo adicional se inició en diciembre 2014 y se espera se concluyan durante el primer trimestre del 2015. EPA extendió el plazo para el cumplimiento de la garantía financiera a marzo de 2014 y luego extendió el plazo de manera indefinida.

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

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

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

#### 2.4. Juicio por el Río Passaic

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

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

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

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

El tribunal ordenó la vía procesal VIII, el 11 de septiembre de 2012. En virtud de la vía procesal VIII, el tribunal llevaría adelante el período de prueba y la etapa del juicio en la acción de daños y perjuicios del Estado de New Jersey (la “Administración”) contra Occidental, Maxus y TS (causados por la planta Diamond Alkali Lister Avenue). Conforme a esta orden, el comienzo del juicio de la primera etapa de la vía procesal VIII estaba programado para julio de 2013. No obstante, esta fecha estimada se vio modificada por el siguiente acontecimiento.

El 21 de septiembre de 2012, el juez Lombardi (juez de la causa) hizo lugar a la petición de la Administración de que se dicte una orden de presentar fundamentación jurídica para suspender todas las acciones contra terceros demandados que hayan suscripto con la Administración la Carta de intención (MOU, por sus siglas en inglés), con el fin de celebrar acuerdos respecto de los reclamos presentados en su contra.

El 27 de septiembre de 2012, Occidental interpuso una reconvencción ampliada y, al día siguiente, la Administración presentó su cuarta ampliación de demanda. Los principales cambios del escrito de la Administración se refieren a las afirmaciones en contra de YPF y Repsol, todas las cuales han sido incluidas en la reconvencción de Occidental. En especial, se incluyeron tres nuevas acusaciones contra Repsol respecto del vaciamiento de activos de Maxus y de YPF, que se fundaron en el Informe Mosconi del estado argentino. El 25 de octubre de 2012, las partes del litigio aceptaron una Orden de consentimiento, sujeta a la aprobación del juez Lombardi, la cual, en parte, extendió el plazo para que YPF responda a los nuevos escritos presentados por la Administración y por Occidental hasta el 31 de diciembre de 2012, extiende el período de producción de pruebas testimoniales hasta el 26 de abril de 2013, extiende el período de producción de pruebas periciales hasta el 30 de septiembre de 2013 y fija fecha para el juicio sobre el fondo para el 24 de febrero de 2014, fecha que deja de tener efectividad al ser suplantada por órdenes posteriores de la Corte.

Durante el último trimestre de 2012 y el primer trimestre de 2013, YPF, YPF Holdings, Maxus y TS, junto con ciertas terceras partes demandadas en el litigio, iniciaron un proceso de mediación y negociación con el objetivo de intentar lograr un acuerdo con el Estado de New Jersey. Durante este tiempo, la Corte suspendió los plazos del litigio. El 26 de marzo de 2013, el Estado informó a la Corte que un principio de acuerdo entre el

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3



Estado y ciertas terceras partes demandadas fue aprobado por el número de terceras partes públicas y privadas necesarias. YPF, YPF Holdings, Maxus y TS aprobaron en reuniones de Directorio la autorización para firmar el acuerdo conciliatorio (el "Acuerdo") antes mencionado. La propuesta del Acuerdo, que no implicaba reconocimiento de hechos ni derechos y que se presenta con fines exclusivamente conciliatorios, estaba sujeta a un proceso de aprobación, publicación, período para comentarios y homologación por parte del tribunal interviniente. De acuerdo con los términos del Acuerdo, el Estado de New Jersey acordaría resolver ciertos reclamos relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic, New Jersey, Estados Unidos de América, iniciados contra YPF y algunas de sus subsidiarias, reconociendo además a YPF y a otros participantes en el litigio, un límite de responsabilidad para el caso de que sean condenados, de hasta US\$ 400 millones. Como contraprestación, Maxus realizaría un pago en efectivo de US\$ 65 millones al momento de la homologación del Acuerdo.

En septiembre de 2013, el juez Lombardi emitió la Resolución N° XVIII para la gestión del pleito ("Case Management Order N° XVIII"), proveyendo un cronograma para la homologación del acuerdo transaccional. De conformidad con la Case Management Order XVIII, la Corte escuchó los argumentos orales el 12 de diciembre de 2013, después de lo cual el juez Lombardi dictaminó, rechazar los argumentos de Occidental y aprobar el Acuerdo Transaccional. Con fecha 24 de enero de 2014 Occidental apeló la aprobación del Acuerdo Transaccional. Sin perjuicio de ello, el 10 de febrero de 2014 Maxus realizó un depósito en garantía en una cuenta "escrow" de US\$ 65 millones en cumplimiento del acuerdo transaccional. Occidental apeló la decisión del Juez Lombardi en cuanto homologó el acuerdo transaccional, la cual fue desestimada. Posteriormente, el 11 de abril de 2014, Occidental notificó a las partes que no buscaría una revisión adicional de la decisión del Juez Lombardi que homologó el acuerdo transaccional.

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

El 22 de julio de 2014, el Tribunal emitió:

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

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

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

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

Por otra parte, el 31 de julio de 2014 Occidental presentó su tercera enmienda a su demanda, que reemplazaría la segunda enmienda a la demanda presentada en septiembre de 2012. YPF, Repsol y Maxus

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

presentaron mociones para limitar la tercera enmienda a la demanda de Occidental sobre la base de que los reclamos incorporados a la tercera enmienda de demanda no se encontraban incorporados en la segunda enmienda de demanda. Occidental contestó que la tercera enmienda incorpora nuevos hechos pero no nuevos reclamos. El 28 de octubre de 2014 el Juez Lombardi rechazó los argumentos de Occidental.

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

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

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

b) Contestación de Demanda

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

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

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

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

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

## 2.5. Conclusión

Al 31 de diciembre de 2014, se ha provisionado por todas las cuestiones relativas a los “Asuntos Ambientales relativos al Sitio Lister y Río Passaic” un importe total de 1.843, el cual comprende el costo de estudios, la estimación más razonable de las erogaciones en las que YPF Holdings Inc. podría incurrir en actividades de remediación, teniendo en cuenta la imposibilidad de estimar razonablemente una pérdida o rango de la pérdida en relación con los eventuales costos del FFS previamente mencionado, considerando los estudios realizados por TS, y los costos estimados correspondientes al Acuerdo de Remoción de 2008, como asimismo otros asuntos relacionados al río Passaic y a la Bahía de Newark. Esto incluye cuestiones legales asociadas mencionadas precedentemente. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación adicionales o distintas a las consideradas, puedan ser requeridos. Adicionalmente, el desarrollo de nueva información, la imposición de penalidades o acciones de remediación o el resultado de negociaciones vinculadas a los asuntos mencionados que difieran de los escenarios evaluados por YPF Holdings podrían resultar en la necesidad de incurrir por parte de dicha sociedad en costos adicionales superiores a los actualmente provisionados.

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

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

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

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

Considerando la información disponible para YPF Holdings Inc. a la fecha de emisión de los presentes estados contables; los resultados de los estudios y de la etapa de prueba; así como de la potencial responsabilidad de las demás partes involucradas en esta cuestión y la posible asignación de los costos de remoción; y considerando la opinión de nuestros asesores legales externos e internos, la Gerencia de la Sociedad no ha provisionado montos adicionales a los mencionados previamente y que pudieran resultar en caso de definirse las cuestiones antes mencionadas y en consecuencia poder ser estimados de manera razonable.

#### 4. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre del 2014, el capital suscrito es de 3.933 y está representado por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales, divididas en cuatro clases de acciones (A, B, C y D) de valor nominal \$ 10 con derecho a un voto por acción que se encuentra totalmente suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública.

Al 31 de diciembre de 2014, se encuentran emitidas 3.764 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente del Estado Nacional Argentino el voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de cambio de control accionario consentido u hostil, 3) transferencia total de los derechos de exploración y explotación, 4) disolución voluntaria de la Sociedad o 5) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de la República Argentina. En los casos 3) y 4) se requerirá, además, la previa aprobación del Congreso de la Nación Argentina.

Hasta la promulgación de la Ley N° 26.741 descripta a continuación, Repsol, S.A. ("Repsol") tenía una participación directa e indirecta de aproximadamente 57,43%, mientras que Petersen Energía S.A. ("PESA") y sus sociedades afiliadas ejercían influencia significativa mediante una tenencia del 25,46% del capital de 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 serán distribuidas de la siguiente manera: 51% para el Gobierno Nacional y 49% para determinadas Provincias Argentinas.

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

Con fecha 30 de abril de 2014 se celebró la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, la cual ha aprobado los Estados Contables de YPF correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, y adicionalmente aprobó lo siguiente respecto a la distribución de utilidades del ejercicio finalizado el 31 de diciembre del 2013: (i) destinar la suma de 200 a constituir una Reserva para compra de acciones propias, atento a lo mencionado en el apartado "Planes de bonificación e incentivos" de la Memoria a los estados contables al 31 de diciembre de 2013 al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno, y dar cumplimiento, durante la ejecución de los planes, a los compromisos generados y a generarse por el mismo en el futuro; (ii) destinar la suma de 4.460 a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales y sus modificaciones, y (iii) destinar la suma de 465, a una reserva para el pago de dividendos, facultando al Directorio a determinar la oportunidad para su distribución en un plazo que no podrá exceder el del cierre del presente ejercicio. Con fecha 11 de junio de 2014 el Directorio de la Sociedad decidió el pago de un dividendo de \$ 1,18 por acción por la suma de 464, el cual fue puesto a disposición de los accionistas el 10 de julio de 2014.

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 la Sociedad ha recomprado 634.204 y 1.232.362 acciones propias por un monto total de 200 y 120, respectivamente, y ha entregado a beneficiarios del Plan de Beneficios en Acciones 563.754 y 479.174 acciones, respectivamente, a los fines de cumplimentar con los planes de beneficios basados en acciones que se mencionan en la Nota 1.b.10.iii). El costo de dichas recompras se encuentra expuesto en el patrimonio neto bajo el nombre de Costo de adquisición de acciones propias, mientras que el valor nominal y su ajuste derivado de la reexpresión monetaria efectuada según los Principios de Contabilidad Previos han sido reclasificados de las cuentas Capital suscrito y Ajuste de Capital, a las cuentas Acciones propias en cartera y ajuste integral de acciones propias en cartera, respectivamente.

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

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

	2014	2013	2012
Valor de las inversiones en sociedades controladas valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	8.377	2.072	1.057
<b>Sub-total participaciones en sociedades controladas</b>	<b>8.377</b>	<b>2.072</b>	<b>1.057</b>
Valor de las inversiones en sociedades vinculadas valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	739	213	603
Valor de las inversiones valuadas al costo	18	14	12
<b>Sub-total participaciones en sociedades vinculadas y otras</b>	<b>757</b>	<b>227</b>	<b>615</b>
Valor de las inversiones en negocios conjuntos valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	2.432	1.909	1.311
<b>Sub-total participaciones en negocios conjuntos</b>	<b>2.432</b>	<b>1.909</b>	<b>1.311</b>
Provisión para desvalorización de participaciones en sociedades	(12)	(12)	(19)
	<b>11.554</b>	<b>4.196</b>	<b>2.964</b>

Tal como se menciona en la Nota 1.b.5 y en el Anexo I, las inversiones en sociedades con patrimonio neto negativo se exponen en el rubro "Cuentas a pagar".

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

	2014	2013	2012
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	<b>4.196</b>	<b>2.964</b>	<b>3.028</b>
Adquisiciones y aportes	7.054	754	592
Resultado en inversiones contabilizadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	(509) <sup>(2)</sup>	70	(683)
Dividendos distribuidos	(505)	(442)	(528)
Diferencias de conversión	755	382	132
Ganancias actuariales	25	6	18
Reducción de Capital	(843)	-	-
Reclasificación de participación en sociedades con patrimonio neto negativo	1.387	509	428
Otros movimientos	(6)	(47) <sup>(1)</sup>	(23)
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<b>11.554</b>	<b>4.196</b>	<b>2.964</b>

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

(2) Incluye el resultado del mayor valor asignado a los activos de Energía Andina S.A. por 130.

En el Anexo I se detallan las inversiones en sociedades.

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

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

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

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

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de resultados de las inversiones en sociedades, calculadas de acuerdo al valor patrimonial proporcional en las mismas, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 (ver Anexo I). YPF ha ajustado, de corresponder, los valores informados por dichas sociedades para adaptarlos a los criterios contables utilizados por la Sociedad para el cálculo del valor patrimonial proporcional en las fechas antes mencionadas:

	Controladas			Vinculadas			Negocios conjuntos		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Utilidad neta	(1.067) <sup>(2)</sup>	(295)	(797)	234	75 <sup>(1)</sup>	14	324	290	100
Otros resultados integrales	310	(82)	(17)	18	120	5	452	350	162
Resultado integral del ejercicio	(757)	(377)	(814)	252	195	19	776	640	262

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

(2) Incluye el resultado de la baja del mayor valor asignado a los activos de Energía Andina S.A.

Cambios en el grupo económico durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013:

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

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

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

En forma previa a la escisión, el valor de la participación en PPE ascendía a 463. Como consecuencia de la escisión, la valuación de la participación en YPF Energía a valor razonable a la fecha de escisión generó una ganancia de aproximadamente 20, que ha sido registrada en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades" del estado de resultados integrales de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

- Durante el mes de mayo de 2013 la Sociedad, a través de su sociedad controlada YPF Inversora Energética S.A. ("YPF Inversora"), dio cumplimiento a las condiciones previas establecidas para el ejercicio del derecho de compra preferente de las acciones Gas Argentino S.A. ("GASA") y tomó el control de dicha sociedad, mediante la adquisición de acciones representativas del 54,67% del capital de GASA. Previo a dicha adquisición la Sociedad, a través de su participación en YPF Inversora, poseía 45,33% del capital social de GASA, por lo que al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad controla indirectamente el 100% de GASA.

GASA es la sociedad controlante de MetroGAS, empresa adjudicataria de la licencia para la distribución de gas natural en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y once municipalidades del sur del Gran Buenos Aires (el "área de servicio"). GASA posee el 70% del capital accionario de MetroGAS mediante la tenencia de la totalidad de las acciones clase "A" representativas del 51% de capital, más un 19% en acciones clase "B". MetroGAS brinda el servicio de distribución a aproximadamente 2,2 millones de clientes dentro de su área de servicio.

El precio de la operación mencionada (adquisición de acciones representativas del 54,67% del capital de GASA) ascendió a US\$ 9,7 millones, lo que equivale a un valor total por el 100% de la participación de GASA de aproximadamente US\$ 17,7 millones. En forma previa a la adquisición, el valor de la participación en GASA ascendía a cero. Como consecuencia de la adquisición, la valuación de la participación en GASA a valor razonable a la fecha de adquisición generó una ganancia de aproximadamente 136, que ha sido registrada en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades" del estado de resultados integrales de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013.

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

Cambios en el grupo económico durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014:

- Con fecha 12 de febrero de 2014, YPF y su subsidiaria YPF Europe B.V. (“YPF Europe”, constituida en enero de 2014) aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International Finance II S.à.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 (conjuntamente denominados “Apache 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 la Sociedad pasó a tomar control de las mencionadas sociedades (la “fecha de adquisición”). Juntamente con los activos y pasivos incorporados por dichas sociedades se asumió deuda financiera por US\$ 31 millones. El precio acordado estará sujeto a la revisión de la información contable de “Apache Argentina”, estando dicha revisión en curso a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables.

Como resultado de la transacción anteriormente descrita, YPF adquirió las siguientes participaciones societarias: (i) 100% del capital social de Apache Canada Argentina Investment S.à.r.l. y el 100% del capital social de Apache Canada Argentina Holdings S.à.r.l.; (ii) 100% del capital social de Apache Argentina Corporation, a través de la cual se controla el 65,28% de Apache Petrolera Argentina S.A., y (iii) 34,72% de Apache Petrolera Argentina S.A. Dado que YPF ha adquirido el 100% de las participaciones, no hay interés no controlante registrado.

A la fecha de adquisición dichas sociedades controlaban directa o indirectamente activos en las provincias de Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, con una producción total de aproximadamente 49.100 barriles equivalentes de petróleo por día, contaban con una infraestructura importante de ductos y plantas y se empleaban unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta.

Durante el mes de octubre de 2014, se han producido los siguientes cambios de razón social: Apache Energía Argentina S.R.L. a YSUR Energía Argentina S.R.L.; Apache Natural Resources Petrolera Argentina S.R.L. a YSUR Recursos Naturales S.R.L.; Apache Petrolera Argentina S.A. a YSUR Petrolera Argentina S.A.; Apache Argentina Corporation a YSUR Argentina Corporation; Apache Canada Argentina Investment S.à.r.l. a YSUR Argentina Investment S.à.r.l.; y Apache Canada Argentina Holdings S.à.r.l. a YSUR Argentina Holdings S.à.r.l. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, con la excepción de YSUR Energía Argentina S.R.L., estos cambios se encuentran en proceso de inscripción en la Inspección General de Justicia.

Adicionalmente, tal como se menciona en la Nota 1.a), al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad participa en Uniones Transitorias de Empresas y otros contratos similares (“UTES”) que otorgan a la Sociedad un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato, y han sido consolidados línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Para la determinación de la participación en dichas UTES y consorcios se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible. En el Anexo II se incluye un detalle de las UTES más significativas en las que participa la Sociedad, indicando asimismo la naturaleza de la operación.

Las UTES y consorcios de exploración y producción en los que participa la Sociedad asignan la producción de hidrocarburos a los socios en función de los porcentajes de participación contractualmente establecidos en los mismos, por lo que la comercialización de dichos hidrocarburos es realizada directamente por los socios registrando los mismos los efectos económicos respectivos.

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

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

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

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

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 y las principales magnitudes de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 de las UTEs y consorcios en las que participa YPF se detallan a continuación:

	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Activo no corriente	20.766	9.198	6.932
Activo corriente	1.233	661	537
Total del activo	<u>21.999</u>	<u>9.859</u>	<u>7.469</u>
Pasivo no corriente	2.612	2.121	1.612
Pasivo corriente	4.404	1.247	1.042
Total del pasivo	<u>7.016</u>	<u>3.368</u>	<u>2.654</u>
Costos de producción	8.334	4.458	3.691
Gastos de exploración	672	43	24

– *Otras transacciones:*

- Con fecha 31 de enero de 2014, YPF ha adquirido de Petrobras Argentina S.A. su participación del 38,45% en el contrato de UTE Puesto Hernández que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Puesto Hernández (el “Área”). El Área es una concesión de explotación, ubicada en las provincias de Neuquén y Mendoza, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada a través del mencionado contrato de UTE que expira el 30 de junio de 2016 y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Puesto Hernández, convirtiéndose en su operador. Puesto Hernández produce en la actualidad aproximadamente 10.000 barriles por día de crudo liviano (calidad Medanita). La transacción se realizó por un monto de US\$ 40,7 millones. YPF, al pasar a ser el operador del Área, podrá acelerar los planes de inversión para optimizar su potencial productivo hasta el año 2027. El monto pagado fue imputado principalmente como bienes de uso.
- Con fecha 7 de febrero de 2014, YPF ha adquirido de Potasio Río Colorado S.A. su participación del 50% en el contrato de UTE Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa formación conocida como “Lajas” que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa provenientes del horizonte geológico “Lajas” (el “Área”). El Área es una concesión de explotación, ubicada en la provincia de Neuquén, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada por YPF a través del mencionado contrato de UTE que se extendía hasta la finalización de la concesión y/o de cualquier acuerdo o contrato que otorgaría el derecho a seguir explotando el “Área” y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa “Lajas”. La transacción se realizó por un monto de US\$ 25 millones. El monto pagado fue principalmente imputado como bienes de uso.
- 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, prorrogó el vencimiento original por un plazo adicional de 10 años, venciendo en consecuencia la Concesión el día 14 de noviembre de 2027. Asimismo, 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

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

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

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

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

transacción se realizó por US\$ 44 millones, monto que SINOPEC pagará como contraprestación a YPF por la prórroga de la Concesión. Asimismo la operación generó un resultado de 369, el cual fue imputado al rubro otros ingresos, netos del estado de resultados integrales.

- El 5 de diciembre de 2014 se firmó un acuerdo entre la Provincia de Neuquén, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., YPF S.A., e YSUR Energía Argentina S.R.L. en el que se acordó la reconversión de los Contratos de Unión Transitoria de Empresas en relación con la áreas de La Amarga Chica y Bajada de Añelo en Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos en las que YPF e YSUR tendrán las siguientes participaciones: (i) La Amarga Chica: YPF S.A. 100%; (ii) Bajada de Añelo: YPF S.A. 85% e YSUR Energía Argentina S.R.L. 15%. Como contraprestación de la reconversión de los citados contratos (a) YPF S.A. efectuó un pago a la Provincia del Neuquén por la suma de US\$ 41 millones de los cuales US\$ 12 millones los hizo por cuenta y orden de YSUR Energía Argentina S.R.L., y (b) YPF e YSUR cedieron en favor de la Provincia y ésta aportó a Gas y Petróleo del Neuquén S.A. la totalidad de las participaciones de YPF e YSUR en las siguientes áreas: (i) Puesto Cortadera; (ii) Loma Negra NI; (iii) Cutral Co Sur; (iv) Neuquén del Medio; (v) Collon Cura Bloque I; (vi) Bajo Baguales. Las mencionadas transferencias entrarán en vigencia el 1 de enero de 2015.

## 6. SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

YPF realiza operaciones y transacciones con partes relacionadas dentro de las condiciones generales de mercado, las cuales forman parte de la operación habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

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

	2014				2013			2012		
	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar	Préstamos	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
<b>Sociedades controladas:</b>										
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	189	-	25	26	118	6	22	155	3	16
A - Evangelista S.A.	4	422	822	-	-	157	281	-	30	142
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo Ltda.	70	-	-	-	153	-	-	129	-	-
Metrogas S.A. <sup>(1)</sup>	235	142	-	-	116	26	-	-	-	-
YPF Chile S.A.	36	-	-	-	25	-	-	9	-	-
YPF Servicios Petroleros S.A.	31	198	195	-	28	118	172	7	19	60
YPF Colombia S.A.S.	-	54	-	-	-	40	-	-	6	-
Eleran Inversiones 2011 S.A.U.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Energía Andina S.A.	-	23	-	-	-	19	-	-	-	-
YPF Energía Eléctrica S.A.	1	2	15	-	-	53	43	-	-	-
YPF Tecnología S.A.	5	16	31	-	8	-	26	-	-	-
Metroenergía S.A. <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-
YPF Holdings Inc.	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-
YSUR Energía Argentina S.R.L. <sup>(3)(4)</sup>	-	102	104	-	-	-	-	-	-	-
Petrolera TDF Company S.R.L. <sup>(3)(4)</sup>	-	144	-	-	-	-	-	-	-	-
Petrolera LF Company S.R.L. <sup>(3)(4)</sup>	-	8	-	-	-	-	-	-	-	-
Compañía de Inversiones Mineras S.A.	-	175	-	-	-	12	-	-	-	-
	<b>571</b>	<b>1.286</b>	<b>1.195</b>	<b>26</b>	<b>464</b>	<b>431</b>	<b>544</b>	<b>300</b>	<b>58</b>	<b>223</b>

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

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

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

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



	2014				2013			2012		
	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar	Préstamos	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar	Créditos por ventas	Otros créditos	Cuentas por pagar
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
<b>Negocios conjuntos:</b>										
Profertil S.A.	50	3	16	-	23	2	34	29	6	37
Compañía Mega S.A. ("Mega")	528	7	40	-	489	7	28	422	5	19
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	99	-	11	-	79	15	4	61	23	6
Bizoy S.A.	4	-	-	-	-	12	-	-	-	-
	<b>681</b>	<b>10</b>	<b>67</b>	<b>-</b>	<b>591</b>	<b>36</b>	<b>66</b>	<b>512</b>	<b>34</b>	<b>62</b>
<b>Sociedades vinculadas:</b>										
Central Dock Sud S.A.	76	-	-	-	109	5	2	89	4	8
Pluspetrol Energy S.A. <sup>(4)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	76	-	2
Metrogas S.A. <sup>(1)(4)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	104	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	-	33	-	-	-	8	-	-	6
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	-	28	-	-	-	19	-	-	11
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	-	2	-	-	-	1	-	-	2
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	6	7	-	-	-	13	-	-	6
Oiltanking Ebytem S.A.	-	-	25	-	-	-	20	-	-	15
	<b>76</b>	<b>6</b>	<b>95</b>	<b>-</b>	<b>109</b>	<b>5</b>	<b>63</b>	<b>269</b>	<b>4</b>	<b>50</b>
Grupo Repsol	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
	<b>1.328</b>	<b>1.302</b>	<b>1.357</b>	<b>26</b>	<b>1.164</b>	<b>472</b>	<b>673</b>	<b>1.082</b>	<b>96</b>	<b>335</b>

	2014					2013				2012				
	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos	Préstamos otorgados (cobrados), netos	Préstamos recibidos (pagados), netos	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Préstamos otorgados	Intereses (perdidos), ganados	Ingresos ordinarios	Compras y servicios (recuperos de gastos), netos	Préstamos recibidos (pagados), netos	Préstamos otorgados (cobrados), netos	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos
<b>Sociedades controladas:</b>														
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	164	1.599	(1)	-	26	97	1.067	-	-	85	804	(70)	-	(8)
A - Evangelista S.A.	45	3.599	32	(300)	-	15	1.471	-	-	5	1.243	-	-	-
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo Ltda.	71	-	(10)	-	-	57	-	-	(8)	117	1	-	-	-
Metrogas S.A. <sup>(1)</sup>	267	-	18	(90)	-	97	-	-	-	-	-	-	-	-
YPF Chile S.A.	109	-	-	-	-	65	-	-	-	71	-	-	-	-
YPF Servicios Petroleros S.A.	3	813	-	-	-	37	571	-	-	23	342	-	-	-
YPF Colombia S.A.S.	-	-	2	-	-	-	-	28	2	-	-	-	5	1
YPF Energía Eléctrica S.A.	1	162	-	-	-	-	87	-	-	-	-	-	-	-
YPF Tecnología S.A.	18	294	-	-	-	7	56	-	-	-	-	-	-	-
Metroenergía S.A. <sup>(1)</sup>	69	-	-	-	-	62	-	-	-	-	-	-	-	-
YPF Holdings Inc.	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
YSUR Energía Argentina S.R.L. <sup>(2)(4)</sup>	3	985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
YSUR Petrolera Argentina S.A. <sup>(2)(4)</sup>	-	160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compañía de Inversiones Mineras S.A.	-	-	9	(56)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>750</b>	<b>7.615</b>	<b>50</b>	<b>(446)</b>	<b>26</b>	<b>437</b>	<b>3.252</b>	<b>28</b>	<b>(6)</b>	<b>301</b>	<b>2.390</b>	<b>(70)</b>	<b>5</b>	<b>(7)</b>
<b>Negocios conjuntos:</b>														
Profertil S.A.	227	409	-	-	-	132	277	-	-	119	273	-	-	-
Mega	2.485	178	-	-	-	1.786	325	-	-	1.696	166	-	-	-
Refinor	733	62	-	-	-	561	76	-	-	495	125	-	-	-
Bizoy S.A.	13	-	-	-	-	24	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>3.458</b>	<b>649</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.503</b>	<b>678</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.310</b>	<b>564</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Sociedades vinculadas:</b>														
Central Dock Sud S.A.	200	-	-	-	-	179	70	-	-	168	33	-	-	-
Pluspetrol Energy S.A. <sup>(4)</sup>	-	-	-	-	-	142	54	-	-	102	27	-	-	-
Metrogas S.A. <sup>(1)(4)</sup>	-	-	-	-	-	17	-	-	-	126	-	-	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	181	-	-	-	-	61	-	-	-	51	-	-	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	1	190	-	-	-	1	139	-	-	-	78	-	-	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	17	-	-	-	-	12	-	-	-	8	-	-	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	85	-	-	-	-	60	-	-	-	36	-	-	-
Oiltanking Ebytem S.A.	-	147	-	-	-	-	102	-	-	-	101	-	-	-
	<b>201</b>	<b>620</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>339</b>	<b>498</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>396</b>	<b>334</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Sociedades controlantes y otras sociedades relacionadas bajo control común:</b>														
Repsol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	2	-	-	-
Repsol YPF Gas S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78	1	-	-	-
Repsol Exploración S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	366	-	-	(5)
Repsol Butano S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Otras	-	-	-	-	-	-	1	-	-	6	18	-	-	(4)
	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>93</b>	<b>387</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10)</b>
	<b>4.409</b>	<b>8.884</b>	<b>50</b>	<b>(446)</b>	<b>26</b>	<b>3.279</b>	<b>4.429</b>	<b>28</b>	<b>(6)</b>	<b>3.100</b>	<b>3.675</b>	<b>(70)</b>	<b>5</b>	<b>(17)</b>

(1) Sociedad controlada indirectamente a través de YPF Inversora Energética S.A. (ver Nota 5).

(2) Sociedad controlada indirectamente a través de YSUR Argentina Corporation.

(3) Sociedad controlada indirectamente a través de YSUR Argentina Investment S.a.r.l.

(4) Se exponen los saldos y las operaciones hasta/desde la fecha de escisión o toma de control (ver Nota 5).

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

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

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

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

Adicionalmente, en el curso habitual de sus negocios, y atento a ser la principal compañía petrolera de la Argentina, la cartera de clientes/proveedores de la Sociedad abarca tanto entidades del sector privado como así también del sector público nacional, provincial y municipal. Conforme a lo requerido por la NIC 24 "Transacciones con partes relacionadas", dentro de las principales transacciones antes mencionadas se destacan la provisión de fuel oil a CAMMESA que tiene como destino su uso en centrales térmicas y las compras de energía a la misma (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014 ascendieron a 7.253 y 1.115, respectivamente, al 31 de diciembre de 2013 ascendieron a 2.802 y 758, respectivamente, y al 31 de diciembre de 2012 a 1.993 y 454, respectivamente, mientras que el saldo neto al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 era un crédito de 730, 338 y 96, respectivamente); el servicio de regasificación a ENARSA en los proyectos de regasificación de GNL de Bahía Blanca y Escobar y la compra de Gas Natural a ENARSA el cual es importado por esta última empresa desde la República de Bolivia y de petróleo crudo (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014 ascendieron a 1.507 y 448, respectivamente, al 31 de diciembre de 2013 ascendieron a 1.015 y 1.080, respectivamente, y al 31 de diciembre de 2012 a 1.371 y 895, respectivamente, mientras que los saldos netos al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 era un crédito de 271, 446 y 356, respectivamente); la provisión de combustible aeronáutico para Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A. (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendieron a 2.676, 1.495 y 777, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 183, 104 y 61, respectivamente). Los beneficios por el incentivo para la inyección excedente de gas natural (ver acuerdo de gas en la Nota 10.c) a los presentes estados contables), entre otros, con el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (las operaciones por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendieron a 7.762, 4.289 y 82, respectivamente, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 3.390, 1.787 y 82, respectivamente) y la compensación por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial con el Ministerio del Interior (las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 ascendieron a 3.763 y 2.208, mientras que el saldo a dichas fechas era un crédito de 244 y 116). Dichas operaciones tienen generalmente como base acuerdos a mediano plazo, y se perfeccionan en función de las condiciones generales y regulatorias, según corresponda, del mercado. Adicionalmente, la Sociedad ha realizado ciertas operaciones de financiación y contratación de seguros con entidades relacionadas con el sector público nacional, tal como se las define en la NIC 24. Las mismas comprenden ciertas operaciones financieras cuyas principales operaciones se describen en la Nota 2.i) a los presentes estados contables y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros y en relación a ello el recupero del seguro por el siniestro ocurrido en Refinería La Plata en el mes de abril de 2013, para mayor detalle ver Nota 10.b).

Asimismo, en relación con el acuerdo de inversión firmado entre la Sociedad y subsidiarias de Chevron Corporation, la Sociedad tiene una participación accionaria indirecta no controlante en Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. ("CHNC"), con la que realiza operaciones relacionadas con el mencionado proyecto de inversión. Para más detalle ver Nota 10.c).

A continuación se detallan las compensaciones correspondientes al personal clave de la Administración de YPF, el cual comprende a los miembros del Directorio y a los Vicepresidentes de primera línea, siendo estos últimos aquellos que cumplen funciones ejecutivas y que son nombrados por el Directorio, todo ello para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

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

(1) Incluye la compensación correspondiente al personal clave de la administración de la Sociedad que desempeñó funciones durante los ejercicios indicados.

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

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

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

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

## 7. ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS

Al 31 de diciembre de 2014, los principales contratos en los que YPF es arrendatario corresponden a:

- Alquiler de equipamiento de instalaciones y equipos de producción en yacimientos, y equipamiento para compresión de gas natural, cuyos contratos tienen una duración promedio de 3 años con opción a renovarse por un año adicional y para los cuales las cuotas contingentes se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (pesos por hora/día de utilización);
- Alquiler de buques y barcasas para el transporte de hidrocarburos, cuyos contratos tienen una duración promedio de 5 años y para los cuales las cuotas contingentes se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (pesos por hora/día de utilización);
- Alquiler de terrenos para la instalación y operación de estaciones de servicio, cuyos contratos tienen una duración promedio de aproximadamente 10 años y para los cuales las cuotas contingentes se calculan a partir de una tarifa por unidad de ventas estimadas de combustibles.

Los cargos por los contratos mencionados precedentemente por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendieron a aproximadamente 5.368, 3.472 y 2.495 respectivamente, correspondiendo 1.667, 1.445 y 894 a pagos mínimos y 3.701, 2.027 y 1.601 a cuotas contingentes y han sido imputados a las líneas Alquileres de inmuebles y equipos y Contrataciones de obra y otros servicios.

Al 31 de diciembre de 2014, los pagos futuros estimados relacionados con estos contratos son:

	Hasta 1 año	De 1 a 5 años	A partir del 6 año
Pagos futuros estimados	6.343	8.759	174

## 8. UTILIDAD NETA POR ACCION

A la fecha de emisión de los presentes estados contables, YPF no ha emitido instrumentos de patrimonio que den lugar a acciones ordinarias potenciales (considerando asimismo la intención de la Sociedad de cancelar los planes de beneficios en acciones mediante la recompra en el mercado), por lo que el cálculo de la utilidad neta diluida por acción coincide con el cálculo de la utilidad neta básica por acción.

El siguiente cuadro refleja los resultados y el número de acciones que se han utilizado para el cálculo de la utilidad neta básica por acción:

	2014	2013	2012
Utilidad Neta	9.002	5.125	3.902
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.136.465	392.789.433	393.312.793
Utilidad Neta básica y diluida por acción (Pesos)	22,95	13,05	9,92

La utilidad neta básica y diluida por acción se calcula como se indica en la Nota 1.b.13.

## 9. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El cálculo del cargo devengado contablemente por el Impuesto a las Ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es el siguiente:

	2014	2013	2012
Impuesto a las ganancias corriente	(6.792)	(2.560)	(2.645)
Impuesto diferido	(6.495)	(6.500)	(1.960)
	<u>(13.287)</u>	<u>(9.060)</u>	<u>(4.605)</u>

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

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

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

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

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados de cada ejercicio, es la siguiente:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	22.289	14.185	8.507
Tasa impositiva vigente	35%	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(7.801)	(4.965)	(2.977)
Efecto de la valuación de bienes de uso y activos intangibles en su moneda funcional	(9.967)	(7.186)	(2.327)
Diferencias de cambio	5.785	4.008	1.213
Efecto de la valuación de bienes de cambio en su moneda funcional	(1.156)	(807)	(303)
Resultados de inversiones en sociedades	(178)	25	(239)
Resultados exentos Ley N° 19.640 (Tierra del Fuego)	14	7	25
Diversos	16	(142)	3
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>(13.287)</u>	<u>(9.060)</u>	<u>(4.605)</u>

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es la siguiente:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
<u>Activos impositivos diferidos</u>			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	2.384	1.706	1.044
Quebrantos y otros créditos fiscales	4	45	45
Total activo impositivo diferido	<u>2.388</u>	<u>1.751</u>	<u>1.089</u>
<u>Pasivos impositivos diferidos</u>			
Bienes de uso	(18.059)	(11.337)	(5.119)
Diversos	(2.050)	(1.599)	(655)
Total pasivo impositivo diferido	<u>(20.109)</u>	<u>(12.936)</u>	<u>(5.774)</u>
Total pasivo por impuesto diferido, neto	<u>(17.721)</u>	<u>(11.185)</u>	<u>(4.685)</u>

Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 las causas que generaron imputaciones dentro de los "Otros resultados integrales" no generaron diferencias temporales objeto de impuesto a las ganancias.

## 10. PASIVOS CONTINGENTES, ACTIVOS CONTINGENTES, COMPROMISOS CONTRACTUALES, PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS

### a) Pasivos contingentes

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

- *Asociación Superficialistas 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

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

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

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

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

abstuvieran de realizar actividades que afecten el medio ambiente. La citación del Defensor del Pueblo y la medida cautelar solicitada fueron rechazadas por la CSJN. YPF ha contestado la demanda solicitando su rechazo, oponiendo excepción de defecto legal y requiriendo la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y el Decreto N° 546/1993. La CSJN hizo lugar a la excepción de defecto legal y otorgó a los actores un plazo para subsanar los vicios de la demanda. Con fecha 26 de agosto de 2008, la CSJN resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas y el 23 de febrero de 2009 emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al COFEMA para que se presenten en la causa. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presente la totalidad de los terceros citados. A la fecha se presentaron la Provincia de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han opuesto excepción de incompetencia, la cual ha sido contestada por la actora, encontrándose actualmente pendiente de resolución. Con fecha 13 de diciembre de 2011 la Corte Suprema dispuso la suspensión de los plazos procesales por 60 días y ordenó a YPF y a la actora presentar un cronograma de las reuniones que se llevarán a cabo durante dicha suspensión, autorizando la participación de las demás partes y terceros. ASSUPA denunció en el expediente la interrupción de las negociaciones y la Corte Suprema dio por terminado el plazo de 60 días de suspensión oportunamente ordenado.

Con fecha 30 de diciembre de 2014 la Corte Suprema dictó dos sentencias interlocutorias. Por la primera hizo lugar al planteo de las Provincias de Neuquén y La Pampa y declaró ajena a su competencia originaria todos aquellos daños ambientales relativos a situaciones locales y provinciales, asumiendo sólo los relativos a situaciones "interjurisdiccionales" (como por ejemplo, la cuenca del Río Colorado).

Por la segunda decisión, la Corte rechazó el pedido de ASSUPA de incorporar como tercero necesario a Repsol y los directores que se desempeñaron en YPF hasta abril de 2012. Paralelamente, denegó medidas cautelares y otras diligencias relacionadas con ese pedido.

Adicionalmente cabe destacar que la Sociedad ha tomado conocimiento, de otros tres reclamos judiciales iniciados por ASSUPA contra;

(i) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge: aún no se le ha corrido traslado de la demanda a YPF, pero ésta ha sido notificada de un pedido de información. Actualmente el juzgado ha dispuesto la suspensión de los plazos procesales;

(ii) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca Austral: En este caso, se ha dispuesto el trámite sumarísimo a la acción. Si bien se ha ordenado el traslado de la demanda, ésta no ha sido notificada a YPF. También se ha dictado una medida cautelar para informar a distintas entidades la existencia del juicio y para que las demandadas aporten cierta información, decisión que ha sido apelada por YPF.

(iii) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Noroeste: Con fecha 1 de diciembre de 2014, la Sociedad fue notificada de la demanda. Actualmente los términos para contestar se encuentran suspendidos en virtud de un requerimiento de la Sociedad.

- *Reclamos Ambientales en Dock Sud*: Vecinos de la localidad de Dock Sud, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio que se encuentra radicado ante la CSJN, en el que reclaman a cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, al Estado Nacional, a la Provincia de Buenos Aires, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a catorce municipios, la remediación y, en subsidio, la indemnización del daño ambiental colectivo de los ríos Matanza y Riachuelo. Asimismo, también vecinos de Dock Sud, han iniciado otros dos juicios ambientales, uno de ellos desistido en relación a YPF, reclamando a varias empresas radicadas en dicha localidad, entre ellas YPF, a la Provincia de Buenos Aires y a varios municipios, la remediación y en subsidio la indemnización del daño ambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. Con respecto a los reclamos mencionados, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco,

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y el Decreto N° 546/1993.

Mediante sentencia del 8 de julio del 2008 la CSJN:

- (i) Dispuso que está a cargo de la Autoridad de Cuenca (Ley N° 26.168) (“ACUMAR”) el cumplimiento del programa de remediación ambiental de la cuenca, siendo responsable de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; delegó en el Juzgado Federal de Primera Instancia de Quilmes el conocimiento de todas las cuestiones concernientes a la ejecución de la remediación y saneamiento; declaró que todos los litigios relativos a la ejecución del plan de remediación se acumularán y tramitarán ante dicho juzgado y que dicho proceso produce litispendencia en relación a las demás acciones colectivas que tengan por objeto la remediación ambiental de la cuenca, las que por lo tanto deberían ser archivadas. En este orden, la Sociedad ha sido notificada de ciertas resoluciones emitidas por ACUMAR, por las que se requiere presentar un Plan de Reversión Industrial con relación a ciertas instalaciones de YPF, el cual ha sido presentado, no obstante haberse recurrido las resoluciones mencionadas;
  - (ii) Decidió que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado por la reparación del daño ambiental, continuará ante la CSJN.
- *Reclamos ambientales en La Plata*: YPF ha tomado conocimiento de una acción que todavía no ha sido notificada formalmente en la cual el actor reclama la remediación del canal adyacente a la Refinería La Plata, el Río Santiago y otro sector cercano a la costa y, si tal remediación no fuera posible, una indemnización de 500 o la suma a determinar según la evidencia de los daños causados. El reclamo se superpone parcialmente con la demanda realizada por un grupo de vecinos de Refinería La Plata el 29 de junio de 1999, mencionada en la Nota 3 en el acápite “Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes”. Consecuentemente, YPF considera que si fuera notificada en esta causa o en cualquier otra vinculada al mismo reclamo, las mismas deberían ser unificadas en la medida que los reclamos se superpongan.

Con respecto a los reclamos que no se unifiquen, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. A su vez, YPF considera que la mayoría de los daños alegados por la parte actora, de ser procedentes, podrían ser atribuidos a eventos ocurridos con anterioridad a la privatización de YPF y por lo tanto corresponderle la responsabilidad al Gobierno Argentino de acuerdo con la ley de privatización que concierne a YPF.

Cabe agregar que, en relación con los reclamos referidos a los canales adyacentes a la Refinería La Plata, YPF ha suscrito un acuerdo con el OPDS. Ver Nota 3 “*Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes*”.

- *Otros Reclamos Ambientales en Quilmes*: la Sociedad ha sido notificada de una demanda ambiental realizada por vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, en el que reclaman aproximadamente 353 en concepto de daños y perjuicios. Teniendo en cuenta la etapa en la cual se encuentra el proceso, los resultados de las evidencias que surgen de la demanda, y la evaluación preliminar de los asesores internos y externos, la Sociedad no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible vinculado al reclamo antes descripto.
- *Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (“CNDC”)*: El 17 de noviembre de 2003, la CNDC decidió, en el marco de una investigación iniciada de oficio en los términos del artículo 29 de la Ley N° 25.156 de Defensa de la Competencia (“LDC”), solicitar explicaciones a un grupo de aproximadamente 30 empresas productoras de gas natural entre las que se halla YPF, respecto a los siguientes ítems: (i) inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que restringen la competencia; y (ii) observaciones sobre las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y expirado contrato suscripto entre la YPF estatal e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del costo de

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

adquisición, y (b) los frustrados intentos de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por las empresas comercializadoras Duke y Distribuidora de Gas del Centro. El 12 de enero de 2004, YPF presentó las explicaciones conforme el artículo 29 de la LDC, fundamentando la ausencia de violación de normas de defensa de la competencia y la ausencia de discriminación de precios, entre las ventas de gas natural en el mercado interno y las ventas de exportación. Con fecha 20 de enero de 2006, YPF recibió la cédula de notificación de la resolución de fecha 2 de diciembre de 2005 por la cual la CNDC (i) rechazaba el planteo de “non bis in idem” efectuado por YPF, sosteniéndose que el ENARGAS carecía de facultades para resolver la cuestión al momento del dictado de la Resolución ENARGAS N° 1.289; y (ii) ordenaba la apertura del sumario en las actuaciones mencionadas conforme lo previsto en el artículo 30 de la LDC. El 15 de enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros ocho productores por violaciones a la LDC. YPF presentó su descargo planteando que no ha existido tal incumplimiento de la ley, reiterando y ampliando su denuncia de prescripción de la acción y ha presentado prueba de su posición. Con fecha 22 de junio de 2007, y sin reconocer la comisión de ninguna conducta contraria a la LDC, YPF presentó ante la CNDC un compromiso en los términos del artículo 36 de la LDC, solicitando a la CNDC la aprobación del compromiso presentado y la suspensión de la investigación y, oportunamente, el archivo de las actuaciones. Con fecha 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo a su planteo de prescripción.

Asimismo, con fecha 11 de enero de 2012, la Secretaría de Transporte de la Nación formuló ante la CNDC una denuncia contra cinco compañías petroleras entre las que se halla YPF, por presunto abuso de posición dominante respecto a las ventas de gasoil a granel a compañías de transporte público de pasajeros. La conducta denunciada consiste en la venta de gasoil a granel a compañías de transporte público automotor de pasajeros a precios superiores que el cobrado en las estaciones de servicio. Conforme lo establecido por el artículo 29 de la LDC, YPF ha presentado las explicaciones correspondientes ante la CNDC, cuestionando ciertos aspectos formales de la denuncia, y argumentando que YPF ajustó su conducta en todo momento a la normativa vigente y que la misma no configuró discriminación ni abuso en la determinación de sus precios.

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

- *Reclamo de la Unión de Usuarios y Consumidores:* La actora reclama originalmente a Repsol YPF (habiéndose luego ampliado la demanda a YPF) el reintegro de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993-2001. El juicio es de monto indeterminado, pero se reclama por el período 1993-1997 la suma de 91 (el monto actualizado asciende a 584 aproximadamente), siendo indeterminado por el período 1997 a 2001. YPF opuso la defensa de prescripción (así como también otras defensas), sosteniendo que a la fecha del pedido de ampliación de la demanda, la acción se encontraba íntegramente prescripta por el transcurso del plazo de dos años. La causa se encuentra en etapa probatoria.
- *Convenio con Repsol S.A. y otros:*

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

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

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

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

El Convenio entrará en vigencia al día siguiente de la fecha en que Repsol notifique a YPF que ha entrado en vigencia el Acuerdo celebrado entre Repsol y el Gobierno de la República Argentina en torno al dictado de la Ley N° 26.741, mencionado precedentemente.

Con fecha 28 de marzo de 2014, la Junta General de accionistas de Repsol aprobó el Acuerdo.

Por su parte, mediante la sanción de la Ley N° 26.932 se declaró cumplido el objetivo de los artículos 7, 11 y 12 de la Ley N° 26.741, y del artículo 12 de la Ley N° 21.499, y en consecuencia, se ratificó el Acuerdo.

La Ley N° 26.932 fue promulgada por el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el dictado del Decreto N° 600/2014 (B.O. 28/04/2014).

Por último, se hace saber que con fecha 8 de mayo de 2014, YPF ha sido notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo.

Asimismo, existen otras causas laborales, civiles y comerciales en las que la Sociedad es demandada y diversos reclamos por parte de la AFIP y los fiscos provinciales y municipales, individualmente no significativas, para las cuales no se ha constituido provisión debido a que la Gerencia de la Sociedad, en base a los elementos de juicio disponibles a la fecha de emisión de los presentes estados contables, ha considerado que constituyen contingencias posibles.

## **b) Activos contingentes**

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

Sobre la base de la documentación aportada a los liquidadores designados por las compañías reaseguradoras, y luego del análisis realizado por los mismos, en noviembre de 2013 la Sociedad solicitó un pago a cuenta de la indemnización total que resulte de este proceso de US\$ 300 millones millones (US\$ 227 millones en concepto de daño material y US\$ 73 millones por lucro cesante). Este anticipo fue aceptado, reconocido y pagado por los reaseguradores y, en consecuencia, registrado por la Sociedad en su estado de resultados integrales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013. Asimismo, la Sociedad continúa en el proceso de liquidación del reclamo por la pérdida de beneficio. Se han efectuado presentaciones a las aseguradoras por algunos períodos subsiguientes y en consecuencia se ha solicitado un segundo pago parcial de US\$ 130 millones, el cual fue recibido

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

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

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

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



durante el tercer trimestre de 2014. El período de indemnización por la pérdida de beneficio por este siniestro, se extendió hasta el 16 de enero de 2015.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, en aplicación de las normas contables, la Sociedad ha registrado una ganancia de 2.041, que fueron registrados en el estado de resultados integrales en los rubros Ingresos Ordinarios y Costo de Ventas en función de la naturaleza del concepto reclamado.

- El 21 de marzo de 2014 se produjo un incendio que afectó las instalaciones de la planta de Tratamiento de Crudo de Cerro Divisadero en Mendoza, perteneciente al negocio Mendoza Norte, ubicada 59 km al sur de la ciudad de Malargüe (“la planta”). En la instalación mencionada se trataba la producción de los activos Malargüe Norte y Malargüe Sur y como consecuencia del evento se sufrió la pérdida casi total de las instalaciones y su consiguiente pérdida de producción.

El evento fue informado a los aseguradores/reaseguradores correspondientes y en la actualidad YPF se encuentra en el proceso de evaluación de los costos de reconstrucción de la planta como así también de la pérdida de producción.

En los próximos meses estará listo el proyecto de reconstrucción de la planta, tras el análisis de diversas opciones tecnológicas en sus etapas de visualización y conceptualización.

### **c) Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros**

#### *- Acuerdos de Extensión de Concesiones*

- Neuquén: Con fecha 28 de diciembre de 2000, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto N° 1.252/2000, otorgó a YPF la prórroga de la concesión de explotación de las áreas Loma La Lata - Sierra Barrosa de las cuales YPF es titular, por un plazo adicional de 10 años hasta el mes de noviembre del año 2027, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Acuerdo de Prórroga suscripto el 5 de diciembre de 2000, entre el Estado Nacional, la Provincia de Neuquén e YPF. Con motivo de dicho acuerdo, YPF abonó al Estado Nacional US\$ 300 millones por la obtención de la prórroga antes mencionada, los cuales fueron registrados en el rubro bienes de uso del balance general; y se comprometió, entre otras cosas, a definir un programa de erogaciones e inversiones de US\$ 8.000 millones en la Provincia de Neuquén, desde el año 2000 hasta el 2017 y a abonar a la Provincia de Neuquén el 5% del flujo de fondos neto proveniente de la concesión, durante cada año del plazo de la prórroga. Las obligaciones mencionadas fueron alcanzadas por la normativa económica establecida en la Ley de Emergencia Pública.

Adicionalmente, durante los años 2008 y 2009, YPF suscribió con la Provincia de Neuquén una serie de acuerdos en virtud de los cuales obtuvo una prórroga por un plazo adicional de 10 años en las concesiones de explotación de diversas áreas ubicadas en dicha provincia, las cuales, producto de los acuerdos mencionados, vencerán entre los años 2026 y 2027. Como condición para la extensión de dichas concesiones, YPF en virtud de los acuerdos firmados con la Provincia durante 2008 y 2009 se ha comprometido entre otros a: i) abonar a la Provincia en concepto de pagos iniciales un total de US\$ 204 millones; ii) pagar en efectivo a la Provincia un “Canon Extraordinario de Producción” equivalente al 3% de la producción de las concesiones antes mencionadas. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales de hasta un 3% en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria de acuerdo a los mecanismos y valores de referencia establecidos en cada uno de los acuerdos firmados; y iii) realizar tareas de exploración sobre las áreas de exploración remanentes y realizar ciertas inversiones y erogaciones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto de los acuerdos por un monto total de aproximadamente US\$ 3.512 millones hasta la fecha de vencimiento de las concesiones.

Asimismo, con fecha 24 de julio de 2013, YPF, a efectos de viabilizar la realización de un proyecto de hidrocarburos No Convencionales, suscribió con la Provincia de Neuquén un Acta Acuerdo mediante el cual se acordó: i) escindir de la concesión Loma La Lata – Sierra Barrosa una superficie de 327,5

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

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

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

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

km<sup>2</sup>; ii) incorporar dicha superficie escindida a la superficie de la concesión Loma Campana, conformando una superficie de 395 km<sup>2</sup>; y iii) prorrogar la concesión de explotación Loma Campana por el término de 22 años a partir de su vencimiento (venciendo la misma el 11 de noviembre de 2048). Los compromisos asumidos por la Sociedad son los siguientes: i) pago de US\$ 20 millones por efecto de la escisión del Area Loma La Lata – Loma Campana sobre la producción convencional, pagadero dentro de los 15 días de la ratificación legislativa del Acta Acuerdo; ii) pago de US\$ 45 millones en concepto de responsabilidad social empresaria, pagadero durante los años 2013/2014/2015; iii) pago de un 5% sobre las utilidades después de impuestos del proyecto de inversión aplicable a partir de Diciembre de 2027; iv) reducción a partir del mes de agosto de 2012 del 50% del subsidio aplicable al precio del gas natural para la Planta de Metanol según los términos del Acta Compromiso de 1998 suscripto entre la Sociedad y la Provincia de Neuquén; v) la Sociedad se compromete a realizar una inversión de US\$ 1.000 millones dentro del término de 18 meses a partir del 16 de julio de 2013; y vi) la Sociedad se compromete a priorizar la contratación de mano de obra, proveedores y servicios radicados en Neuquén. Por su parte la Provincia de Neuquén se compromete a: i) no aplicar Renta Extraordinaria ni Canon Extraordinario de Producción y a mantener una alícuota del 12% en concepto de regalías hidrocarburíferas; ii) aplicar para los ingresos generados en la concesión Loma Campana una alícuota de ingresos brutos que no sea superior al 3%; y iii) establecer como base imponible para el impuesto de sellos la suma total de US\$ 1.240 millones. Dicha Acta Acuerdo fue aprobada mediante Decreto N° 1208/13 y Ley N° 2867.

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

Mediante la suscripción del Acta Acuerdo YPF asumió ciertos compromisos dentro de los cuales se encuentran: i) realizar en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo un Pago Inicial por un monto total de US\$ 135 millones; ii) pagar a la Provincia un “Canon Extraordinario de Producción” equivalente al 3% de la producción de las áreas incluidas en el Acta Acuerdo. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria por disminución de los derechos de exportación o incrementos del precio promedio mensual de petróleo crudo y/o gas natural de acuerdo a un mecanismo y valores de referencia establecidos en el Acta Acuerdo; iii) realizar tareas de exploración y ciertas inversiones y erogaciones por un monto total de US\$ 4.113 millones hasta el vencimiento del período extendido de las concesiones, de acuerdo a lo previsto en el Acta Acuerdo; iv) abonar anualmente en carácter de donación el equivalente al 0,3% del monto pagado como “Canon Extraordinario de Producción” para ser destinado a un Fondo para el Fortalecimiento Institucional, destinado a la compra de equipamiento, capacitación, entrenamiento e incentivo del personal, logística y gastos operativos de diversos organismos de la Provincia de Mendoza designados en el Acta Acuerdo, entre otros.

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

YPF mediante la suscripción del acta acuerdo asumió, entre otros, los siguientes compromisos: i) abonar en las fechas indicadas en el acta acuerdo un Canon de Prórroga de US\$ 200 millones; ii) pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos Convencionales equivalente al 12% más un 3% adicional de los Hidrocarburos producidos; iii) pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos No Convencionales equivalente al 10% de los Hidrocarburos producidos; iv) realizar un plan de inversiones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto del acta acuerdo; v) realizar inversiones en exploración complementaria vi) realizar dentro del ámbito de la Provincia inversiones en infraestructura social por un monto equivalente al 20% del Canon de Prórroga. vii) definir y priorizar en forma conjunta un plan de remediación de pasivos ambientales que contemple criterios técnicos razonables y la extensión de las tareas de remediación a la vigencia del plazo de las concesiones.

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

- Salta: El 23 de octubre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Salta un acta acuerdo a efectos de extender por 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento. Las empresas firmantes del acta acuerdo (YPF, Tecpetrol S.A., Petrobras Argentina S.A., Compañía General de Combustibles S.A. y Ledesma S.A.A.I.) mediante la suscripción del Acta Acuerdo asumieron, entre otros, los siguientes compromisos: (i) la realización en el área Aguara Güe, en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo y durante los primeros 2 años, las siguientes inversiones: un monto mínimo en planes de desarrollo, consistentes en la perforación de pozos de desarrollo (al menos 3) y ampliación de facilidades de producción y tratamiento de hidrocarburos, de US\$ 36 millones, (ii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un aporte especial extraordinario equivalente al 25% del monto dinerario correspondiente a las regalías del 12% previstas en los art. 59 y 62 de la Ley 17.319, (iii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un pago adicional al aporte especial extraordinario, exclusivamente cuando se verifiquen condiciones de renta extraordinaria en la comercialización de la producción de petróleo crudo y gas natural proveniente de las concesiones, en virtud del incremento de precios obtenidos por cada parte, a partir de la suma de US\$ 90/bbl en el caso de la producción de petróleo crudo y de la suma equivalente a 70% del precio del gas de importación, (iv) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes abonarán a la provincia, y en la proporción que le corresponda a cada una, por única vez la suma de US\$ 5 millones en concepto de bono de prórroga, (v) YPF y las empresas asociadas firmantes se comprometen a que se efectúen inversiones por un monto mínimo de US\$ 30 millones en tareas de exploración complementarias que deberán ejecutarse en las concesiones.
- Chubut – Concesiones El Tordillo – La Tapera y Puesto Quiroga: El 2 de octubre de 2013 se publicó la ley de la Provincia de Chubut que aprueba el Acuerdo de Extensión de las Concesiones de Explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga ubicadas en la Provincia de Chubut. YPF es titular del 12.196% de dichas concesiones mientras que Petrobras Argentina S.A. es titular del 35.67% y TECPETROL S.A. es titular del restante 52.133%. Las Concesiones fueron extendidas por el plazo de 30 años contados a partir del año 2017. Los principales términos y condiciones acordados con la Provincia de Chubut comprenden el compromiso por parte de todas las empresas que integran las UTEs de realizar los siguientes pagos y aportes: (i) Pago de US\$ 18 millones en concepto de Bono de Reparación Histórica (ii) Pago de Bono de Compensación equivalente a un 4% fijo sobre la producción de gas y petróleo desde el año 2013 (el cálculo se realiza como una regalía adicional); (iii) realizar gastos e inversiones relacionados con cuidado y protección del medio ambiente; (iv) mantener un número mínimo de equipos de perforación y work-over en actividad; (v) luego de vencidos los 10 primeros años de prórroga, se prevé la adquisición de un 10% de participación en las Concesiones de explotación por parte de PETROMINERA.
- Chubut - Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol – Escalante: El 26 de diciembre de 2013, YPF suscribió con la Provincia de Chubut un Acuerdo para la extensión del plazo de duración original de las Concesiones de Explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. El Acuerdo de Extensión fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Chubut con fecha 17 de enero de 2014 y por el Directorio de la Sociedad con fecha 24 de febrero de 2014, dando de esta manera cumplimiento a las condiciones suspensivas previstas en el Acuerdo de Extensión.

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

YPF asumió, entre otros, los siguientes compromisos: (i) abonar un Bono de Compensación histórica US\$ 30 millones; (ii) pagar a la Provincia del Chubut el Bono de Compensación de los Hidrocarburos equivalente al 3% de la producción de petróleo y gas (calculado como regalía adicional); (iii) cumplir

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

con un compromiso mínimo de inversiones; (iv) mantener contratados y activos, un número mínimo de equipos de perforación y work-over; y (v) ceder a PETROMINERA S.E. un 41% de la participación de YPF en las concesiones de explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga (equivalentes a un 5% del total de dichas concesiones) y en las UTEs asociadas a las mismas.

- Tierra del Fuego: La Sociedad ha negociado con el Poder Ejecutivo de la provincia de Tierra del Fuego los términos para extender sus concesiones en dicha provincia, habiendo suscripto con fecha 18 de diciembre de 2013 los Acuerdos de Extensión para las concesiones Tierra del Fuego (hasta el 14 de noviembre de 2027), Los Chorrillos (hasta el 18 de abril de 2026) y Lago Fuego (hasta el 6 de noviembre de 2027). Con fecha 10 de octubre de 2014, se promulgaron las leyes N° 998 y N° 997, las cuales aprobaron los acuerdos de prórroga.
- Rio Negro: En el mes de diciembre de 2014, YPF, YSUR Energía Argentina S.R.L., YSUR Petrolera Argentina S.A. suscribieron con la provincia de Rio Negro un Acuerdo de Renegociación a efectos de extender por el termino de 10 años el plazo original de las siguientes concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento: (i) "EL MEDANITO", "BARRANCA DE LOS LOROS", "SEÑAL PICADA-PUNTA BARDA", "BAJO DEL PICHE" en las cuales YPF es titular del 100%, hasta el 14 de noviembre de 2027; (ii) "LOS CALDENES" en la cual YPF es titular del 100%, hasta el 19 de septiembre de 2036; (iii) "ESTACION FERNANDEZ ORO", en la cual YSUR Energía Argentina SRL es titular del 100%, hasta el 16 de agosto de 2026; y (iv) "EL SANTIAGUEÑO" en la cual YSUR Petrolera Argentina SA es titular del 100%, hasta el 6 de septiembre de 2025.

El Acuerdo de Renegociación fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Rio Negro mediante Ley Provincial N° 5027 de fecha 30 de diciembre de 2014. Las empresas firmantes del Acuerdo de Renegociación asumieron, entre otros, los siguientes compromisos: (i) pago de US\$ 46.000.000 en concepto de Bono Fijo, (ii) aportes al desarrollo social y fortalecimiento institucional por un monto de US\$ 9.200.000, (iii) aportes complementarios equivalentes al 3% de la producción de petróleo mensual y 3% de la producción de gas mensual, (iv) aportes anuales para capacitación, investigación y desarrollo, (v) cumplir con un plan de desarrollo e inversión mínimo, (vi) inversión para la ejecución de planes de remediación ambiental.

#### – *Acuerdos de Proyectos de Inversión*

- Con fecha 16 de julio de 2013 la Sociedad y subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante "Chevron") han firmado un Acuerdo de Proyecto de Inversión ("el Acuerdo") con el objetivo de la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El Acuerdo contempla un desembolso, sujeto a ciertas condiciones, de hasta US\$ 1.240 millones por parte de Chevron para una primera fase de trabajo que desarrolla unos 20 km<sup>2</sup> (el "proyecto piloto") (4.942 acres) de los 395 km<sup>2</sup> (97.607 acres) correspondientes al área afectada al proyecto, ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana. Este primer proyecto piloto contempla la perforación de más de 100 pozos.

Durante el mes de septiembre de 2013 y luego de cumplirse con condiciones precedentes (entre las que se encuentra el otorgamiento de una extensión del plazo de la concesión Loma Campana hasta el año 2048 y la unitización de dicha concesión con el sub-área Loma La Lata Norte), Chevron realizó el desembolso inicial de US\$ 300 millones.

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

A tal efecto, la Sociedad y Chevron suscribieron los contratos necesarios para instrumentar la cesión a favor de Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. ("CHNC") del 50% de la concesión de

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

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

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

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

explotación Loma Campana (“LC”), y los acuerdos complementarios incluyendo el contrato constitutivo de la Unión Transitoria de Empresas (UTE) y el Acuerdo de Operación Conjunta (“Joint Operating Agreement” - “JOA”) para la operación de LC en la cual YPF revestirá el carácter de operador del área.

La Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CHNC, pero dado que en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes de CHNC ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en CHNC. Consecuentemente, según lo requerido por las NIIF, la Sociedad ha valuado su participación en CHNC al costo, el cual no es significativo, y no ha registrado resultado alguno por la mencionada participación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014.

Durante los ejercicios 2014 y 2013, YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de gas y crudo por parte de YPF por 2.311 y 50, respectivamente. Dichas transacciones se perfeccionarán en función de las condiciones generales y regulatorias del mercado. El saldo neto a pagar a CHNC al 31 de diciembre de 2014 asciende a 837, mientras que al 31 de diciembre de 2013, el saldo neto era un crédito a favor de YPF S.A. de 1.616.

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

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

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

Durante abril de 2014, YPF y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron, han completado exitosamente la segunda fase del Acuerdo del Proyecto de Inversión y Chevron ha confirmado su decisión de continuar en el proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área de Loma Campana, dando comienzo a la tercera fase del mismo. La duración de esta tercera fase abarca toda la vida del proyecto, hasta la terminación de la concesión de Loma Campana. En la actualidad, se encuentran operando 18 equipos de perforación en el área mencionada, y se extraen más de 7 mil barriles equivalentes de petróleo diarios al porcentaje de participación.

Durante abril de 2014, YPF y Chevron han firmado un nuevo Acuerdo de proyecto de Inversión con el objetivo de la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Neuquén, dentro del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Narambuena, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron. La inversión se desembolsará en dos etapas.

En función de los resultados que arrojen las actividades exploratorias, ambas empresas estiman continuar con la realización de un proyecto piloto y posterior desarrollo total del área mencionada, compartiendo las inversiones al 50%.

- Con fecha 23 de septiembre de 2013, la Sociedad y Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisur S.A. (ambas en adelante “Dow”) han firmado un Acuerdo (“el Acuerdo”) que contempla un desembolso por ambas partes de hasta US\$ 188 millones que se destinarán a la explotación conjunta de un proyecto piloto de gas no convencional en la provincia del Neuquén, en el área “El Orejano” de los

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

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

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

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

cuales Dow aportaría hasta US\$ 120 millones a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, que contempla una primera fase de trabajo en la que se perforarían 16 pozos. Al 31 de diciembre se encuentran perforados 12 pozos de los cuales 8 pozos están completados.

En caso que Dow ejerza la opción de conversión, la Sociedad cedería el 50% de su participación en dicha área, la cual comprende una extensión total de 45 km<sup>2</sup> (11.090 acres), en la provincia del Neuquén y el 50% de participación en una UTE a conformarse para la explotación de dicha área. En caso de que no ejerza la opción de conversión, las partes han acordado las condiciones de devolución del financiamiento, el cual tendrá una duración de 5 años.

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad ha recibido los primeros tramos de la mencionada transacción por un importe total de US\$ 90 millones, los cuales han sido registrados en el rubro "Préstamos" del balance general.

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

Durante una primera etapa, Petrolera Pampa se ha comprometido a invertir US\$ 81,5 millones para la perforación de 17 pozos y la adquisición e interpretación de aproximadamente 40 km<sup>2</sup> de sísmica 3D. Adicionalmente, la Sociedad sumará una inversión equivalente para la perforación de 17 pozos adicionales de los cuales tendrá derecho a obtener el 50% de lo producido.

Al 31 de diciembre de 2014, por la primera etapa correspondiente a lo comprometido por Petrolera Pampa, se encuentran perforados 17 pozos, de los cuales 14 están completados.

La segunda fase de inversiones contempla una inversión de US\$ 70 millones para la perforación de 15 pozos.

Al 31 de diciembre, por la segunda etapa correspondiente a lo comprometido por Petrolera Pampa, se ha perforado 1 pozo, el cual no ha sido completado.

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

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

YPF será el operador del área y cederá una participación del 50% de la concesión a Petronas E&P Argentina S.A. (en adelante "PEPASA").

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

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

Asimismo, las Partes firmaron los siguientes acuerdos complementarios al Acuerdo de Inversión: a) Acuerdo de Cesión del 50% de la concesión sobre el área La Amarga Chica; b) contrato constitutivo de la Unión Transitoria de Empresas (UTE); c) Acuerdo de Operación Conjunta (“Joint Operating Agreement”); d) Acuerdo de Cesión en Garantía; e) Acuerdo de Primera Opción para la compraventa de petróleo crudo; y f) Acuerdo de Cesión de derechos de exportación de hidrocarburos.

Adicionalmente, Petronas ha otorgado una garantía de pago de ciertas obligaciones financieras contraídas por PEPASA bajo el Acuerdo de Inversión.

El Plan Piloto se iniciará una vez cumplidas las condiciones precedentes para la entrada en vigencia del Acuerdo de Inversión y de los Acuerdos Complementarios, a ser cumplidas antes del 31 de marzo de 2015. Una vez cumplida cada fase anual del Plan Piloto y realizados los aportes correspondientes, PEPASA tendrá la opción de salir del mencionado plan mediante la entrega de su participación en la concesión y el pago de los pasivos devengados hasta su fecha de salida (sin acceso al 50% del valor de la producción neta de los pozos perforados hasta el ejercicio de su derecho de salida).

Luego de que el total de los compromisos asumidos por las partes hayan sido cumplidos en la etapa del Plan Piloto, cada una afrontará el 50% del programa de trabajo en el desarrollo del área y aportará el 50% del presupuesto según lo previsto en el Acuerdo de Operación Conjunta.

El Acuerdo de Inversión prevé que durante las tres fases del Plan Piloto se complete un programa de adquisición y procesamiento de sísmica 3D cubriendo todo el área de la concesión, se perforen 35 pozos con objetivo a la formación Vaca Muerta (incluyendo pozos verticales y horizontales), y se construyan una serie de instalaciones de superficie con el fin de evacuar la producción del área.

- Con fecha 8 de octubre de 2014, YPF Ecuador S.A. (sociedad constituida con fecha 15 de julio de 2014 y controlada de forma indirecta por YPF a través de Eleran Inversiones 2011 S.A.U.) y Petroamazonas EP (empresa estatal de petróleos ecuatoriana) firmaron un Acuerdo para la provisión de servicios específicos integrados, ejecución de actividades de optimización de la producción, actividades de recuperación mejorada y actividades de exploración en el Campo Yuralpa ubicado en el Bloque 21, en la provincia amazónica del Napo, en Ecuador. Asimismo YPF S.A. emitió una garantía corporativa en favor de YPF Ecuador S.A. para garantizar el cumplimiento del contrato por parte de la misma. El monto de la garantía corporativa asciende a un valor máximo de US\$ 172 millones.
  - Con fecha 10 de octubre 2014, el Ministerio de Energía de la Provincia de Mendoza, por medio de la Resolución 68/2014, autoriza a Energía Andina S.A. (sociedad controlada) a ceder a YPF la totalidad de sus derechos y obligaciones emergentes de los permisos de exploración sobre las áreas Zampal Norte, Ñacuñan, Pampa del Sebo y San Rafael equivalente al 80% del total de participación en los mismos.
- *Compromisos contractuales:* La Sociedad ha firmado contratos mediante los que se comprometió a comprar ciertos bienes y servicios, y a vender gas natural, gas licuado de petróleo y otros productos. Algunos de los mencionados contratos incluyen cláusulas de penalidad que estipulan resarcimientos ante un incumplimiento de la obligación de recibir, entregar o transportar el bien objeto del contrato. En su caso, las pérdidas anticipadas estimadas por contratos en curso, de existir, son imputadas al resultado del ejercicio en que se identifican.

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

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

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

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

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

- La Sociedad se encuentra comprometida con terceras partes a través de contratos comerciales a comprar bienes y servicios (tales como Gas Licuado de Petróleo, electricidad, gas, petróleo, vapor) que al 31 de diciembre de 2014 ascendían a aproximadamente 29.621. En adición, existen compromisos exploratorios y de inversión y gastos hasta la finalización de algunas de nuestras concesiones que ascienden a 105.327 al 31 de diciembre de 2014, lo cual incluye los compromisos por extensión de concesiones mencionados en párrafos subsecuentes.
- *Requerimientos regulatorios de gas natural:* En adición a las regulaciones que afectan al mercado de gas natural mencionadas en el acápite “Mercado de gas natural” (Nota 3.a), con fecha 14 de junio de 2007, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 599/2007 (la “Resolución”) que homologó el acuerdo con productores de gas natural para el suministro de gas natural al mercado interno desde el año 2007 hasta el año 2011 (el “Acuerdo 2007-2011”). El objeto del Acuerdo 2007-2011 es garantizar el normal abastecimiento del mercado interno de gas natural durante el período comprendido entre 2007 y 2011, tomando en consideración los consumos del año 2006 y el crecimiento del consumo de usuarios residenciales y pequeños clientes comerciales (“la Demanda Prioritaria”). De acuerdo a la Resolución, los Productores firmantes del Acuerdo 2007-2011 se comprometen a abastecer parte de la Demanda Prioritaria en base a ciertos porcentajes determinados por cada productor en función de su participación en la producción durante el período de 36 meses anteriores a abril de 2004. En caso de faltantes para el abastecimiento de la Demanda Prioritaria, los volúmenes destinados a exportación de aquellos productores que no hayan suscripto el acuerdo serán los primeros redireccionados para completar el faltante mencionado. El Acuerdo 2007-2011, también establece el plazo de contractualización, y demás pautas, procedimientos y precios para los consumos de la Demanda Prioritaria. Considerando que la Resolución prevé la continuidad de las herramientas regulatorias de afectación de exportaciones, YPF recurrió la misma y aclaró expresamente que la firma del Acuerdo 2007-2011 no significaba el reconocimiento de la validez de dicha normativa. Con fecha 22 de junio de 2007, la Dirección Nacional de Hidrocarburos informó la obtención de un nivel de suscripción suficiente del Acuerdo 2007-2011.

Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

Adicionalmente, con fecha 4 de octubre de 2010, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS mediante la cual se aprueba un “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, estableciendo en consecuencia nuevas y más severas restricciones a la disponibilidad de gas por parte de los productores, y según se menciona a continuación. En virtud de este procedimiento las Distribuidoras quedan habilitadas a nominar todo el gas necesario para atender la Demanda Prioritaria, aún cuando se trate de volúmenes que excedan los que la Secretaría de Energía les hubiese asignado en virtud del Acuerdo homologado por la Resolución SE N° 599/07. Los Productores están obligados a confirmar todo el gas natural requerido por las Distribuidoras para abastecer la Demanda Prioritaria. Las participaciones de los productores en tales volúmenes están en línea con las participaciones determinadas según el Acuerdo 2007-2011. No existe entonces una previsibilidad de la demanda estimada del mercado argentino que deberá ser satisfecha por los productores, con independencia de ser un productor “firmante o no firmante” del Acuerdo 2007-2011 homologado por la Resolución SE N° 599/07. Abastecida la Demanda Prioritaria, se deben confirmar los volúmenes solicitados por el resto de los segmentos, quedando en el último orden de prioridades las exportaciones. En caso que las programaciones no arrojen un resultado sustentable, con respecto al objetivo de mantener en equilibrio y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, se llevará a cabo la reprogramación y los redireccionamientos que resulten necesarios. En caso que las confirmaciones del productor sean por un volumen menor al solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones redireccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la Demanda Prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detráido de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3



gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas. Así, este procedimiento impone una obligación “solidaria” de suministro a todos los productores en caso de una inyección deficiente de un productor. La Sociedad ha recurrido la validez de la Resolución N° 1410/2010.

El 27 de noviembre de 2008 a través del Decreto del Poder Ejecutivo N° 2067/08, se creó un fondo fiduciario para financiar las importaciones de gas natural destinado a la inyección en el sistema de gasoductos nacionales, cuando sea necesario para satisfacer la demanda interna. El fondo fiduciario se financia a través de los siguientes mecanismos: (i) diversas cargas arancelarias que son pagados por los usuarios de los servicios de transporte y de distribución regular, los consumidores de gas que reciben el gas directamente de los productores y las empresas que procesan el gas natural; (ii) programas especiales de crédito que puedan acordarse con las organizaciones nacionales o internacionales; y (iii) las contribuciones específicas evaluadas por la Secretaría de Energía sobre los participantes en la industria del gas natural. Este decreto ha sido objeto de diferentes reclamaciones judiciales y jueces de todo el país han emitido medidas cautelares de suspensión de sus efectos con fundamento en la violación del principio de legalidad en materia impositiva. El 8 de noviembre de 2009, el ENARGAS publicó la Resolución N° 1982/11, que ajusta los cargos tarifarios establecidos por el Decreto Ejecutivo N° 2067/08 a ser pagados por los usuarios a partir del 1 de diciembre de 2011. El 24 de noviembre de 2011, el ENARGAS dictó la Resolución N° 1991/11, que amplía los usuarios que deberán pagar los cargos tarifarios, incluyendo los servicios residenciales, el procesamiento de gas natural, complejos industriales y centrales de generación eléctrica, entre otros, lo cual ha impactado en las operaciones de la Sociedad y muy significativamente en algunas de nuestras sociedades bajo control conjunto, todas las cuales han interpuesto recursos contra la mencionada resolución. En particular, la aplicación del cargo tarifario mencionado produce un impacto tan significativo en las operaciones de Mega, que de no resolverse favorablemente, Mega podría tener en el futuro serias dificultades para continuar con su actividad. Los presentes estados contables no contemplan todos los ajustes relativos a la recuperabilidad de los activos de Mega que podrían generarse en el supuesto que la misma cesara su actividad. Por su parte YPF ha impugnado estas Resoluciones y ha rechazado la facturación del cargo efectuada por 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 N° 26.784 que le dio jerarquía legal a partir de esa fecha, a las disposiciones dictadas por el Poder Ejecutivo y el ENARGAS con relación al cargo. Con fecha 11 de diciembre de 2014 la Corte Suprema de Justicia de la Nación dictó el Fallo “Alliance” resolviendo que el cargo creado por el decreto 2067/2008 es un cargo tarifario y no un impuesto y por ende no se encuentra sujeto al principio de legalidad tributaria. No obstante la Corte ha dejado abierta la posibilidad para eventuales planteos o defensas en casos distintos al planteado en el Fallo “Alliance”.

El 7 de abril de 2014 se publicó la Resolución de la Secretaria de Energía N° 226/2014 por medio de la cual se fijan los nuevos precios en boca de pozo por cuenca destinados para las ventas de gas al segmento Residencial y Comercial del servicio completo y GNC que en un bimestre/mes: (i) registre un ahorro superior al 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior; y (ii) registre un ahorro de entre el 5% y el 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior. Se fijan asimismo los nuevos precios por cuenca para los usuarios del servicio completo del área geográfica de Camuzzi Gas del Sur, en atención a las implicancias climáticas que se suscitan en la zona geográfica sur de nuestro país.

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

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

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

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

- *Requerimientos regulatorios de hidrocarburos líquidos:* La Resolución SE N° 1.679/04 reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto del Poder Ejecutivo N° 645/02, y ordenó a los productores, comercializadores, compañías refinadoras y cualquier otro agente del mercado que estuviere interesado en exportar gasoil o petróleo crudo a que registren esa operación y prueben que la demanda interna se encuentra satisfecha y que han ofrecido al mercado local el producto a ser exportado. Asimismo, la Resolución SE N° 1.338/06 incorporó otros productos hidrocarburíferos al régimen de registro creado por el Decreto N° 645/02, incluyendo nafta, fuel oil y sus mezclas, diesel oil, aerokerosene o jet fuel, asfaltos, ciertos petroquímicos, ciertos lubricantes, coque y derivados para uso petroquímico.

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

Además, la Resolución N° 168/04 requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la Secretaría de Energía, demostrando que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de venta de GLP en el mercado local y ésta fue rechazada. En enero de 2008, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 14/2008, mediante la cual se ordenó a las compañías refinadoras optimizar su producción con el objetivo de obtener los máximos volúmenes de acuerdo con su capacidad.

El 26 de enero de 2012, la Secretaría de Comercio Interior dictó la Resolución 6/2012 por la cual (i) ordena a YPF y a otras cuatro compañías petroleras a vender gasoil a las empresas de transporte público de pasajeros a un precio no mayor al que ofrecen el mencionado bien en sus estaciones de servicio más cercanas al punto de suministro de combustible de las empresas de transporte público de pasajeros, manteniendo tanto los volúmenes históricos como las condiciones de entrega; y (ii) crea un esquema de monitoreo de precios tanto para el mercado minorista como a granel a ser implementado por la CNDC. YPF ha recurrido dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. El 16 de febrero de 2012, YPF interpuso ante la CNDC un recurso de apelación contra la Resolución N° 6/2012, para su elevación ante la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal de la ciudad de Buenos Aires. Por su parte, el 2 de marzo de 2012, YPF interpuso ante dicha Cámara un pedido de dictado de medida cautelar, tendiente a dejar sin efecto la vigencia de la Resolución N° 6/2012, la que fue otorgada ordenando la suspensión temporaria de la mencionada medida, hasta tanto se resuelva judicialmente la apelación. Contra esa sentencia el Estado Nacional presentó un recurso extraordinario federal, del cual aún no se ha corrido traslado a YPF.

El 13 de marzo de 2012 YPF fue notificada de la Resolución N° 17/2012, dictada por la Secretaría de Comercio Interior del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, mediante la cual se ordenó a YPF S.A., Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. y a Esso Petrolera Argentina S.R.L. que suministren aerokerosene para transporte aeronáutico de cabotaje e internacional a un precio neto de impuestos que no supere el 2,7% respecto del precio neto de impuestos de la nafta súper (no Premium) de la estación de servicio de su bandera más cercana al aeropuerto del que se trate, manteniendo la logística actual de entrega de combustible en sus cantidades normales y habituales. Dicha resolución

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

determinó que la medida sería aplicable a las empresas titulares de aeronaves que ejerzan la actividad aerocomercial de pasajeros o la actividad aerocomercial de pasajeros y carga, y que se encuentren inscriptas en el Registro Nacional de Aeronaves de la República Argentina. Según la aclaración posterior del Secretario de Comercio Interior, las beneficiarias de dicha medida son las empresas Aerolíneas Argentinas, Andes Líneas Aéreas S.A., Austral – Cielos del Sur, LAN Argentina S.A. y Sol S.A. Líneas Aéreas. Asimismo en la mencionada resolución se indica que se estima conveniente poner en práctica un esquema de monitoreo de precios que deberá ser instrumentado y llevado a cabo por la CNDC. YPF recurrió dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. La Cámara Civil y Comercial Federal concedió el recurso de apelación interpuesto por YPF con efecto suspensivo, de manera que los efectos de la Resolución N° 17/2012 se vieron suspendidos hasta tanto se resuelva la cuestión sobre la legalidad o ilegalidad de la misma. Posteriormente, el Estado Nacional interpuso recurso extraordinario federal, e YPF contestó el correspondiente traslado. A la fecha, la Sala I concedió el recurso extraordinario pero aún no fue remitido a la Corte Suprema.

El 31 de agosto de 2012, YPF fue notificada de la sentencia de la referida Cámara que declaró la nulidad de la Res. SCI N° 17/2012, con fundamento en la falta de competencia de la Secretaría de Comercio Interior para dictar una medida de dicha naturaleza.

Mediante el Decreto N° 1.189/2012 del Poder Ejecutivo Nacional, de fecha 17 de julio de 2012, se dispuso que las jurisdicciones y entidades del Sector Público Nacional comprendidas en el artículo 8°, inciso a), de la Ley N° 24.156 (Administración nacional, conformada por la administración central y los organismos descentralizados, comprendiendo en estos últimos a las instituciones de seguridad social), deberán contratar con YPF la provisión de combustible y lubricantes para la flota de automotores, embarcaciones y aeronaves oficiales, excepto previa autorización de la Jefatura de Gabinete de Ministros.

- *Requerimientos regulatorios establecidos en el Decreto N° 1.277/2012:* Con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto N° 1.277/2012 reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas, el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. Entre otros, el decreto mencionado establece: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”) quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda. Asimismo, deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo: a) su plan de inversiones en exploración; b) su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y c) su plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas, el cual será analizado por la Comisión; la Comisión adoptará las medidas de promoción, fomento y coordinación que estime necesarias para el desarrollo de nuevas refinerías en el Territorio Nacional, que permitan garantizar el crecimiento de la capacidad de procesamiento local de acuerdo a las metas y exigencias del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; en materia de precios, y según lo dispone el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecerá los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicará precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable. El incumplimiento de las disposiciones del Decreto y normas complementarias podrá dar lugar a las siguientes sanciones: multa; apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50 de la Ley N° 17.319; nulidad o caducidad de las concesiones o permisos. A su vez, el mencionado Decreto deroga aquellas disposiciones de los Decretos N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89 (los “Decretos de Desregulación”) que establecían, entre otras cuestiones, el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos.

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

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

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

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

- *Otros requerimientos regulatorios:* Durante el ejercicio 2005, la Secretaría de Energía de la Nación mediante la Resolución N° 785/2005, modificada por la Resolución N° 266/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, creó el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Almacenamiento de Hidrocarburos y sus derivados con el objetivo primario de impulsar y verificar la adopción de las medidas adecuadas para corregir, mitigar y contener la contaminación originada a partir de los tanques aéreos de almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados. La Sociedad ha comenzado a elaborar e implementar un plan de auditorías técnicas y ambientales con el objetivo de dar cumplimiento a las exigencias de la norma.
- *Programas Refinación Plus y Petróleo Plus.* El Decreto N° 2.014/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversiones y Servicios Públicos emitido el 25 de noviembre de 2008, creó los programas “Refinación Plus” y “Petróleo Plus” para incentivar (a) la producción de gasoil y naftas y (b) la producción de petróleo y el incremento de reservas a través de nuevas inversiones en exploración y producción. Los mismos dan derecho a las compañías de refinación que emprendan la construcción de una nueva refinería o la expansión de su capacidad de refinación y/o conversión y a las compañías productoras que incrementen su producción y reservas de acuerdo a los objetivos del programa, a recibir créditos fiscales sobre aranceles de exportación. A efectos de ser beneficiarios de ambos programas, los planes de las compañías deben ser aprobados por la Secretaría de Energía.

Durante el mes de febrero de 2012, por Nota N° 707/2012, complementada por Nota N° 800/2012, ambas emitidas por la Secretaría de Energía, YPF fue notificada que los beneficios concedidos en el marco de los programas Refinación y Petróleo Plus se encuentran suspendidos temporalmente y que dicha suspensión también aplica a las presentaciones por beneficios ya realizadas por YPF. Las razones invocadas son que estos programas fueron creados en un contexto de precios locales bajos en relación con los precios actuales y que los objetivos de los programas fueron cumplidos. Con fecha 16 de marzo de 2012, YPF recurrió la suspensión temporal mencionada.

- *Repatriación de divisas:* Durante el mes de octubre de 2011 se publicó y entró en vigencia el Decreto N° 1.722/2011 por el cual se restablece la obligatoriedad del ingreso y negociación en el mercado de cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación por parte de empresas productoras de petróleos crudos o de sus derivados, gas natural y gases licuados y de empresas que tengan por objeto el desarrollo de emprendimientos mineros, de conformidad con las previsiones del artículo 1° del Decreto N° 2581 del 10 de abril de 1964 (ver adicionalmente Decreto N° 929/2013 a continuación).
- *Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos – Decreto N° 929/2013:* Mediante el Decreto N° 929/2013 se dispone la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (el “Régimen Promocional”), tanto convencionales como no convencionales, el que será de aplicación en todo el territorio de la República Argentina. Podrán solicitar su inclusión en el Régimen Promocional los sujetos inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares conjuntamente con éstos, que presenten ante la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creada por el Decreto N° 1.277/12 un “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a un monto de US\$ 1.000.000.000 calculada al momento de la presentación del “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” y a ser invertidos durante los primeros cinco años del proyecto (este monto fue modificado por la posterior Ley N° 27.007. Ver a continuación). Dentro de los beneficios establecidos para los sujetos alcanzados por el Régimen Promocional se destacan: i) gozarán, en los términos de la Ley N° 17.319, a partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución de sus respectivos “Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”, del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos, con una alícuota del cero por ciento de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables; ii) tendrán la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de los hidrocarburos mencionados en el punto precedente, siempre que el “Proyecto

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

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

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

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 3

de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” aprobado hubiera implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos US\$ 1.000.000.000 y según se menciona precedentemente; iii) se establece que, en los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del artículo 6° de la Ley N° 17.319, los sujetos incluidos en el Régimen Promocional gozarán, a partir del quinto año contado desde la aprobación y puesta en ejecución de sus respectivos “Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”, del derecho a obtener por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos susceptible de exportación de acuerdo a lo previsto en lo mencionado anteriormente, un precio no inferior al precio de exportación de referencia a efectos de cuya determinación no se computará la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables.

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

- *Acuerdo gas natural:* En diciembre de 2012, YPF y otras compañías productoras de gas de la Argentina acordaron con la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones de Hidrocarburos (la "Comisión") establecer un plan de incentivos para la Inyección Excedente (todo gas inyectado por encima de un nivel base) de gas natural. El 14 de febrero 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 de la Comisión. Dicha resolución crea formalmente el “Programa de Estimulo 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.
- *Régimen informativo de precios:* Mediante Resolución N° 29/2014 de la Secretaria 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.

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

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

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

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

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).

- *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 No. 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 250 millones de dólares, ampliando los beneficios para otro tipo de proyectos.
  - Se establece la reversión y transferencia de los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costas afuera nacionales respecto de las cuales no existan contratos de asociación suscriptos con ENARSA a la Secretaría de Energía de la Nación.
- *Nuevo Marco Normativo CNV*: Mediante Resolución N°622/2013 de fecha 5 de septiembre de 2013, la Comisión Nacional de Valores ("CNV") aprobó las NORMAS (N.T. 2013) aplicables a las sociedades sometidas al control de dicho organismo, en virtud de lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831, y el Decreto Reglamentario N° 1.023 de fecha 1° de agosto de 2013. Dicha Resolución deroga las anteriores normas de la CNV (N.T. 2001 y mods.) y las Resoluciones Generales N° 615/2013 y N° 621/2013, a partir de la entrada en vigencia de las NORMAS (N.T. 2013).

## 11. CUMPLIMIENTO DE LAS DISPOSICIONES REQUERIDAS POR LA CNV

### a) Información Requerida por la Resolución General N° 629

Con motivo de la Resolución General N° 629 de la CNV, la Sociedad informa que la documentación respaldatoria de sus operaciones que no se encuentra en la sede social, se encuentra en los depósitos de las siguientes empresas:

- Adea S.A., sita en Planta 3 – Ruta 36, Km 31,5 – Florencio Varela – Provincia de Buenos Aires.
- File S.R.L, sita en Panamericana y R. S. Peña – Blanco Encalada – Lujan de Cuyo – Provincia de Mendoza.

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

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

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

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

b) Patrimonio Neto Mínimo y Contrapartida líquida requerido por la Resolución General N° 622

En cumplimiento de lo establecido por la Resolución General N° 622 de la CNV, el Patrimonio Neto Mínimo requerido para actuar como Agente de Liquidación y Compensación Integral, asciende a 15 mil pesos y la contrapartida líquida mínima exigida a 7 mil 500 pesos, dicho importe se encuentra cubierto al 31 de diciembre de 2014 por el saldo contable de 12,7 registrado en la cuenta contable identificada en los registros de YPF con el número 5731208110 (denominada "BANCO DE LA NACION ARGENTINA - ARP - C2"). Al 31 de diciembre de 2014, el Patrimonio Neto de YPF supera el mínimo requerido por el organismo de contralor.

## 12. HECHOS POSTERIORES

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

Con fecha 5 de febrero de 2015 se celebró la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de YPF en la cual se aprobó la ampliación del monto del Programa Global de Emisión de Títulos de Deuda de Mediano Plazo de la Sociedad por US\$ 3.000 millones, totalizando el monto nominal máximo en circulación en cualquier momento del Programa en US\$ 8.000 millones o su equivalente en otras monedas.

En febrero de 2015 la Sociedad ha emitido las Obligaciones Negociables Adicionales de las Clase XXVI y XXVIII por un monto de US\$ 175 millones y US\$ 325 millones respectivamente. La Clase XXVI Adicional devengará interés a tasa fija nominal anual del 8,875% y el vencimiento de capital operará en 2018. La Clase XXVIII Adicional devengará interés a tasa fija nominal anual del 8,75% y el vencimiento de capital operará entre 2022 y 2024.

Asimismo se emitieron Obligaciones Negociables Clase XXXVI y XXXVII por un monto de 950 millones y 250 millones respectivamente. La Clase XXXVI devengarán intereses a una tasa de interés variable y el vencimiento del capital operará en 2020, La Clase XXXVII devengara tasa de interés fija nominal anual de 25,75% los primeros doce meses, luego será variable y el vencimiento del capital operará en 2017.

A la fecha de emisión de los presentes estados contables no han existido otros hechos posteriores significativos cuyo efecto sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad al 31 de diciembre del 2014 o su exposición en nota a los presentes estados contables, de corresponder, no hubieren sido considerados en los mismos según las NIIF.

Los presentes estados contables fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 26 de febrero de 2015 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

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

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

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

# YPF SOCIEDAD ANONIMA

## BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS INVERSIONES EN SOCIEDADES

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

2014														2013	2012
Características de los valores					Información sobre el ente emisor									Valor Registrado <sup>(9)</sup>	Valor Registrado <sup>(9)</sup>
Denominación y Emisor	Clase	Valor Nominal	Cantidad	Valor Registrado <sup>(9)</sup>	Costo <sup>(2)</sup>	Actividad Principal	Domicilio Legal	Fecha	Ultimos estados contables disponibles						
									Capital Social	Resultado	Patrimonio Neto	Participación sobre capital social			
<b>Controladas:</b>															
YPF Internacional S.A. <sup>(9)</sup>	Ordinarias	Bs.	100	2.535.114	12	1.067	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, República de Bolivia	31-12-14	310	(310)	12	99,99%	519	362
YPF Holdings Inc. <sup>(9)</sup>	Ordinarias	US\$	0,01	810.614	- <sup>(7)</sup>	4.060	Inversión y financiera	10333 Richmond Avenue I, Suite 1050, TX, U.S.A.	31-12-14	6.890	(1.482)	(2.172)	100,00%	- <sup>(7)</sup>	- <sup>(7)</sup>
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	Ordinarias	\$	1	163.701.747	587	-	Gestión comercial de estaciones de servicios de propiedad de YPF S.A.	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	164	358	555	99,99%	423	353
A-Evangelista S.A.	Ordinarias	\$	1	306.818.702	525	288	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	307	134	526	99,91% <sup>(8)</sup>	103	145
YPF Servicios Petroleros S.A.	Ordinarias	\$	1	47.500	3	-	Servicios de perforación y/o reparación de pozos	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-11	- <sup>(12)</sup>	30	39	95,00% <sup>(8)</sup>	27	36
YPF Inversora Energética S.A.	Ordinarias	\$	1	67.601.239	- <sup>(7)</sup>	67	Inversión	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	68	(497)	(370)	99,99% <sup>(8)</sup>	- <sup>(7)</sup>	20
YPF Energía Eléctrica <sup>(10)</sup>	Ordinarias	\$	1	28.506.213	799	485	Exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos y generación, transporte y comercialización de energía eléctrica	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	30	289	654	95,00% <sup>(8)</sup>	523	-
YPF Chile S.A. <sup>(9) (11)</sup>	Ordinarias	-	-	50.963.552	493	507	Compraventa de lubricantes y combustibles de aviación y estudio y exploración de hidrocarburos	Villarica 322; Módulo B1, Quilicura, Santiago	31-12-14	391	(105)	502	99,99%	303	-
YPF Tecnología S.A.	Ordinarias	\$	1	98.991.000	127	99	Investigación, desarrollo, producción y comercialización de tecnologías, conocimientos, bienes y servicios	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	194	68	353	51,00%	103	-
YPF Europe B.V. <sup>(9)</sup>	Ordinarias	US\$	0,01	15.660.437.309	1.416	1.202	Inversión y financiera	Prins Bernardplein 200, 1097 JB, Amsterdam, Holanda	- <sup>(13)</sup>	- <sup>(13)</sup>	- <sup>(13)</sup>	- <sup>(13)</sup>	100,00%	-	-
YSUR Argentina Investment S.á.r.l. <sup>(9)</sup>	Ordinarias	US\$	1	20.000	3.895	3.030	Inversión	13-15, Avenue de la Lierlé, L-1931, Luxemburgo	30-09-14	- <sup>(12)</sup>	(1.605)	2.799	100,00%	-	-
YSUR Argentina Corporation <sup>(9)</sup>	Ordinarias	US\$	1	1.000.000	260	279	Inversión	Boundary Hall, Cricket Square P.O. Box 1111 George Town, Grand Cayman, Cayman Islands KY1-1102	30-09-14	84	(376)	-	100,00%	-	-
YSUR Petrolera Argentina S.A. <sup>(9)</sup>	Ordinarias	\$	1	220.223.601	139	148	Exploración, extracción, explotación, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de hidrocarburos, como así también otras operaciones vinculadas a tales fines	Tucumán 1, P. 12, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	634	(34)	365	34,72% <sup>(14)</sup>	-	-
						<u>8.256</u>	<u>11.232</u>							<u>2.001</u>	<u>916</u>
<b>Negocios conjuntos:</b>															
Compañía Mega S.A. <sup>(9) (9)</sup>	Ordinarias	\$	1	244.246.140	778	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	643	172	1.028	38,00%	408	199
Profertil S.A. <sup>(9)</sup>	Ordinarias	\$	1	391.291.320	1.231	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, P. 3, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	783	353	1.311	50,00%	1.088	818
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias	\$	1	45.803.655	423	-	Refinación	Maipú 1, P. 2º, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	92	305	883	50,00%	413	294
						<u>2.432</u>	<u>-</u>							<u>1.909</u>	<u>1.311</u>
<b>Influencia significativa:</b>															
Oleoductos del Valle S.A.	Ordinarias	\$	10	4.072.749	99 <sup>(1)</sup>	-	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	110	90	296	37,00%	70 <sup>(1)</sup>	67 <sup>(1)</sup>
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias	\$	10	476.034	71	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, P. 11º, Buenos Aires, Argentina	30-09-14	14	49	222	33,15%	55	58
Oiltanking Ebytem S.A. <sup>(10)</sup>	Ordinarias	\$	10	351.167	88	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales - Provincia de Buenos Aires, Argentina.	31-12-14	12	94	125	30,00%	58	44
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Preferidas	\$	1	15.579.578	14	-	Transporte de gas por ducto	San Martín 323, P.13º, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	156	40	232	10,00%	16	6
Central Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	0,01	11.869.095.147	110	136	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	356	(473)	(382)	10,25% <sup>(5)</sup>	- <sup>(7)</sup>	- <sup>(7)</sup>
Inversora Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	1	355.270.303	336	445	Inversión y financiera	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	31-12-13	241	(284)	(101)	42,86%	- <sup>(7)</sup>	71
Pluspetrol Energy S.A. <sup>(15)</sup>															344
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Preferidas	\$	1	12.135.167	22	-	Transporte de petróleo por ducto	Macacha Güemes 515, P.3º, Buenos Aires, Argentina	31-12-14	34	14	62	36,00%	15	12
<b>Otras Sociedades:</b>															
Diversas <sup>(4)</sup>	-	-	-	138	376	-	-	-	-	-	-	-	-	84	154
				<u>879</u>	<u>957</u>									<u>298</u>	<u>756</u>
				<u>11.566</u>	<u>12.189</u>									<u>4.208</u>	<u>2.983</u>

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

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

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

(4) Incluye A-Evangelista Construcciones e Servicios Ltda., Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd., A&C Pipeline Holding Company, Poligás Luján S.A.C.I., Oleoducto Transandino (Chile) S.A., YPF Services USA Corp., Bizoy S.A., Civeny S.A., Bioceros S.A., 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., Lestery S.A., YSUR Argentina Holdings S.A.r.l., Compañía de Inversiones Mineras S.A. y Energía Andina S.A.

(5) Adicionalmente, la Sociedad posee un 29,99% de participación indirecta en el capital a través de Inversora Dock Sud S.A.

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

(7) El valor patrimonial proporcional negativo al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, luego de adecuar el patrimonio neto a los criterios contables de YPF, se encuentra expuesto en el rubro "Cuentas por pagar".

(8) La participación directa e indirecta de YPF en dichas sociedades asciende a 100%.

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

(10) Sociedad constituida a través de la escisión de Pluspetrol Energy S.A. (ver Nota 5).

(11) YPF Chile S.A., Miwen S.A. e YPF Colombia S.A.S. fueron transferidas a YPF S.A. en el tercer trimestre de 2013. Previamente eran controladas por Eleran Inversiones 2011 S.A.U.

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

(13) A la fecha de emisión de los estados contables no se cuenta con la información disponible.

(14) Adicionalmente, la Sociedad posee un 65,28% de participación indirecta en el capital a través de YSUR Argentina Corporation.

(15) La presente Sociedad ha sido escindida (ver Nota 5).

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

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

DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI  
Por Comisión Fiscalizadora  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 104 - Fº 241

GUILLERMO D. COHEN  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 233 - Fº 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente



**YPF SOCIEDAD ANONIMA****UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS Y CONSORCIOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

Al 31 de diciembre de 2014, las principales Uniones Transitorias de Empresas (“UTES”) y consorcios de exploración y producción en los que la Sociedad participa son las siguientes:

<b>Nombre y Ubicación</b>	<b>Participación</b>	<b>Operador</b>
Acambuco <i>Salta</i>	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana <i>Neuquén</i>	27,27%	Total Austral S.A.
Aguaragüe <i>Salta</i>	53,00%	Tecpetrol S.A.
CAM-2/A SUR <i>Tierra del Fuego</i>	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Campamento Central / Cañadón Perdido <i>Chubut</i>	50,00%	YPF S.A.
Consorcio CNQ 7/A <i>La Pampa y Mendoza</i>	50,00%	Pluspetrol Energy S.A.
El Tordillo <i>Chubut</i>	12,20%	Tecpetrol S.A.
La Tapera y Puesto Quiroga <i>Chubut</i>	12,20%	Tecpetrol S.A.
Llancanelo <i>Mendoza</i>	51,00%	YPF S.A.
Magallanes <i>Santa Cruz, Tierra del Fuego y Plataforma Continental Nacional</i>	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Palmar Largo <i>Formosa y Salta</i>	30,00%	Pluspetrol S.A.
Loma Campana <i>Neuquén y Mendoza</i>	50,00%	YPF S.A.
Ramos <i>Salta</i>	15,00% <sup>(1)</sup>	Pluspetrol Energy S.A.
Rincón del Mangrullo <i>Neuquén</i>	50,00%	YPF S.A.
San Roque <i>Neuquén</i>	34,11%	Total Austral S.A.
Tierra del Fuego <i>Tierra del Fuego</i>	30,00% <sup>(2)</sup>	Petrolera L.F. Company S.R.L.
Yacimiento La Ventana – Río Tunuyán <i>Mendoza</i>	70,00% <sup>(3)</sup>	YPF S.A.
Zampal Oeste <i>Mendoza</i>	70,00%	YPF S.A.

(1) Adicionalmente, YPF posee un 27% de participación indirecta a través de YPF Energía Eléctrica S.A. (ver Nota 5).

(2) Adicionalmente, YPF posee un 70% de participación a través de YSUR Argentina Investment S.à.r.l. e YSUR Argentina Holdings S.à.r.l. (ver Nota 5).

(3) Ver adicionalmente Nota 5.

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

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

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

**BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS**  
**ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO**  
**INFORMACIÓN REQUERIDA POR EL ARTÍCULO 63 DE LA LEY N° 19.550**  
(expresados en millones)

Rubro	Clase y monto de la moneda extranjera			Cambio vigente en pesos al 31-12-14	Valor en pesos al 31-12-14
	31-12-12	31-12-13	31-12-14		
<b>Activo No Corriente</b>					
Otros créditos y anticipos	US\$ 5	US\$ 182	US\$ 3	8,45	(1) 25
Total del activo no corriente					<u>25</u>
<b>Activo Corriente</b>					
Créditos por ventas	US\$ 190	US\$ 297	US\$ 254	8,45	(1) 2.146
Otros créditos y anticipos	US\$ 96	US\$ 487	US\$ 460	8,45	(1) 3.887
	€ 2	€ 3	€ 3	10,26	(1) 31
Efectivo y equivalentes de efectivo	US\$ 73	US\$ 618	US\$ 623	8,45	(1) 5.264
Total del activo corriente					<u>11.328</u>
Total del activo					<u>11.353</u>
<b>Pasivo No Corriente</b>					
Provisiones	US\$ 1.030	US\$ 1.877	US\$ 2.411	8,55	(2) 20.614
Préstamos	US\$ 1.097	US\$ 1.800	US\$ 2.674	8,55	(2) 22.863
Cuentas por pagar	US\$ 5	US\$ 57	US\$ 41	8,55	(2) 351
Total del pasivo no corriente					<u>43.828</u>
<b>Pasivo Corriente</b>					
Provisiones	US\$ 25	US\$ 69	US\$ 127	8,55	(2) 1.086
Préstamos	US\$ 735	US\$ 985	US\$ 911	8,55	(2) 7.789
Cuentas por pagar	US\$ 1.422	US\$ 1.837	US\$ 1.900	8,55	(2) 16.245
	€ 47	€ 184	€ 23	10,41	(2) 238
Total del pasivo corriente					<u>25.358</u>
Total del pasivo					<u>69.186</u>

(1) Tipo de cambio comprador.

(2) Tipo de cambio vendedor.

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

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

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

# Informe de la Comisión Fiscalizadora

A los señores Accionistas de

## YPF SOCIEDAD ANÓNIMA

1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo N° 294 de la ley N° 19.550, en las normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) y en el Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, hemos efectuado un examen de los estados contables individuales adjuntos de YPF SOCIEDAD ANÓNIMA (en adelante, mencionada indistintamente como “YPF SOCIEDAD ANÓNIMA” o “la Sociedad”) que incluyen el balance general individual 31 de diciembre de 2014, los correspondientes estados individuales de resultados integrales, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el ejercicio económico, finalizado en esa fecha y la información complementaria contenida en notas 1 a 12 y sus anexos I, II y III (la nota 1 describe las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los estados contables individuales adjuntos). Los saldos y otra información correspondientes a los ejercicios 2013 y 2012, son parte integrante de los estados contables mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados con ellos.
2. El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados contables de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) como normas contables profesionales e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) a su normativa, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por su sigla en inglés). Para preparar los estados contables individuales a que se refiere este informe, la Sociedad ha aplicado las normas contables profesionales contenidas en la Resolución Técnica N° 26 de la FACPCE para la preparación de estados contables individuales, incorporadas por la Comisión Nacional de Valores a su normativa, las cuales difieren en algunos aspectos de lo establecido en las referidas Normas Internacionales de Información Financiera, tal como se explica en la nota 1.a) a los estados contables adjuntos. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una conclusión basada en el examen que hemos realizado con el alcance detallado en el párrafo 3.
3. Nuestro examen fue realizado de acuerdo con normas de sindicatura vigentes. Dichas normas requieren la aplicación de los procedimientos establecidos en la Resolución Técnica N° 32 de la FACPCE para auditorías de estados contables e incluyen la verificación de la congruencia de los documentos revisados con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas y la adecuación de dichas decisiones a la ley y a los estatutos en lo relativo a sus aspectos formales y documentales. Para realizar nuestra tarea profesional, hemos efectuado un examen del trabajo realizado por los auditores externos de la Sociedad, Deloitte & Co. S.A., quienes emitieron su informe de auditoría con fecha 26 de febrero de 2015. Una auditoría involucra aplicar procedimientos, sustancialmente sobre bases selectivas, para obtener evidencias sobre la información expuesta en los estados contables. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor e incluyen su evaluación de los riesgos de que existan distorsiones significativas en los estados contables originadas en errores u omisiones o en irregularidades. Al realizar estas evaluaciones de riesgo, el auditor considera el control interno existente en la Sociedad, relevante para la preparación y presentación razonable de los estados contables, pero no efectúa una evaluación del control interno vigente con el propósito de expresar una opinión sobre su efectividad sino con la finalidad de seleccionar los procedimientos de auditoría que resulten apropiados a las circunstancias. No hemos efectuado ningún control de gestión, y por lo tanto no hemos evaluado los criterios empresarios de administración, financiación, comercialización y explotación, dado que son de incumbencia exclusiva del Directorio y de la Asamblea.

4. En nuestra opinión, basados en el trabajo realizado:
- a. Los estados contables individuales mencionados en el capítulo 1 de este informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de YPF SOCIEDAD ANONIMA al 31 de diciembre de 2014, y los resultados integrales de sus operaciones, la evolución de su patrimonio neto y el flujo de su efectivo por el ejercicio económico finalizado en esa fecha de acuerdo con las normas de la Resolución Técnica N° 26 de la FACPCE para la preparación de estados contables individuales de una entidad controlante.
  - b. La “Información adicional a las notas a los estados contables – Art. N° 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires” está razonablemente presentada, en todos sus aspectos significativos, con relación a los estados contables mencionados en el punto 1 de este informe tomados en su conjunto.
5. Informamos, además, en cumplimiento de disposiciones legales vigentes, que:
- a. El inventario y los estados contables adjuntos se encuentran asentados en el libro Inventarios y Balances.
  - b. Hemos revisado la memoria del Directorio y la información incluida en su Anexo sobre el grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario requerida por la Resolución General N° 606/12 de la CNV, sobre las cuales nada tenemos que observar en materia de nuestra competencia.
  - c. De acuerdo a lo requerido por la Resolución General N° 340 de la Comisión Nacional de Valores, sobre la independencia del auditor externo y sobre la calidad de las políticas de auditoría aplicadas por el mismo y de las políticas de contabilización de la Sociedad, el informe del auditor externo descrito anteriormente incluye la manifestación de haber aplicado las normas de auditoría vigentes en Argentina, que comprenden los requisitos de independencia, y no contiene salvedades en relación a la aplicación de dichas normas y de las normas contables profesionales vigentes en Argentina.
  - d. En ejercicio del control de legalidad que nos compete, hemos aplicado durante el ejercicio de los procedimientos descritos en el artículo N° 294 de la Ley N° 19.550, los que consideramos necesarios de acuerdo con las circunstancias, no teniendo observaciones que formular al respecto.
  - e. Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo, previstos en las correspondientes normas emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en relación con la sociedad controlante.
6. 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 11.b) a los estados contables individuales adjuntos relacionada con las exigencias de Patrimonio Neto Mínimo y contrapartida líquida requerida por la citada normativa.

**Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 26 de febrero de 2015.**

Por Comisión Fiscalizadora

GUSTAVO ADOLFO MAZZONI  
Síndico Titular  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 – F° 241



## YPF SOCIEDAD ANONIMA

**ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014**  
**INFORMACION ADICIONAL A LAS NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES INDIVIDUALES**  
**ART. 68 DEL REGLAMENTO DE LA BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES Y ART. 12,**  
**CAPITULO III, TITULO IV DE LA NORMATIVA DE LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES**  
(cifras en millones de pesos - Nota 1.b.1 a los Estados Contables Individuales, excepto donde se indica en forma expresa)

Aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera:

Los estados contables individuales de YPF S.A. por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 se presentan sobre la base de la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). La adopción de las mismas, tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés) fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") y por las Normas de la Comisión Nacional del Valores ("CNV"). La mencionada Resolución Técnica N° 26 establece la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés), con la sola excepción dispuesta en su sección 9, que establece que en los estados contables individuales de entidades que deban presentar estados contables consolidados, las inversiones en sociedades controladas, negocios conjuntos y sociedades vinculadas (en su conjunto "inversiones en sociedades"), se contabilizarán utilizando el método del valor patrimonial proporcional descrito en la NIC N° 28, "Inversiones en Asociadas" y, en el caso de entidades controladas, con los mismos ajustes de consolidación que se incorporen en los estados contables consolidados.

Cuestiones generales sobre la actividad de la Sociedad:

1. Atento a la actividad e inversiones que realiza la Sociedad, la misma se encuentra alcanzada por diversos regímenes jurídicos específicos y significativos que podrían implicar decaimientos o renacimientos contingentes de beneficios previstos por los mismos, en la Nota 10 a los Estados Contables Individuales se exponen dichos regímenes.
2. No existen modificaciones significativas en las actividades de la Sociedad u otras circunstancias que afecten significativamente la comparabilidad de los Estados Contables Individuales al 31 de diciembre de 2014.
- 3.a. No existen deudas de plazo vencido. Los créditos de plazo vencido son los siguientes:

	<b>Créditos Corrientes</b>
Vencidos entre octubre y diciembre de 2014	341
Vencidos entre julio y septiembre de 2014	48
Vencidos entre abril y junio de 2014	655
Vencidos entre enero y marzo de 2014	397
Vencidos entre enero y diciembre de 2013	94
Vencidos con anterioridad a enero de 2013	812
	<u>2.347</u>

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

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



3.b. y 3.c. Los créditos y las deudas a vencer son los siguientes:

	Corriente		No Corriente	
	Créditos	Deudas	Créditos	Deudas
A vencer entre enero y marzo de 2015	14.077	36.730	-	-
A vencer entre abril y junio de 2015	1.345	5.268	-	-
A vencer entre julio y septiembre de 2015	225	3.305	-	-
A vencer entre octubre y diciembre de 2015	822	5.964	-	-
A vencer entre enero y diciembre de 2016	-	-	270	11.782 <sup>(2)</sup>
A vencer entre enero y diciembre de 2017	-	-	140	9.053
A vencer con posterioridad a septiembre de 2018	-	-	341	49.585
	<u>16.469</u>	<u>51.267</u>	<u>751</u>	<u>70.420</u>

- (1) Del total de créditos vencidos detallados en el punto 3.a. anterior y de los créditos corrientes a vencer aquí detallados, se encuentran en gestión judicial 425 y 877 se encuentran cubiertos por las provisiones para deudores por ventas de cobro dudoso y para otros créditos de cobro dudoso.
- (2) Incluye 14.170 de deudas con vencimiento de 1 a 2 años, netas del activo por impuesto diferido de 2.388 que se estima reversar en dicho período.

4.a. Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad no posee deudas significativas en especie, mientras que los créditos en especie ascienden a 843. En el Anexo III a los Estados Contables Individuales se exponen todos los créditos y deudas denominados en moneda distinta del peso.

4.b. La Sociedad no posee créditos o deudas significativas sujetas a cláusulas de ajuste.

4.c. Los saldos de créditos y deudas que devengan intereses son los siguientes:

Créditos corrientes:	21
Créditos no corrientes:	56
Deudas corrientes:	13.181
Deudas no corrientes:	34.791

5. En el Anexo I de los Estados Contables Individuales se expone el porcentaje de participación en sociedades del Art. 33 de la Ley N° 19.550. Adicionalmente, en la Nota 6 a los Estados Contables Individuales se exponen los saldos deudores y acreedores con sociedades relacionadas, incluyéndose en las Notas 2.b, 2.c, 2.h y 2.i o en el Anexo III a los Estados Contables Individuales, según corresponda y cuando fuera aplicable, la información prevista en los puntos 3 y 4 precedentes.

6. No existen, ni existieron durante el período, créditos por ventas o préstamos significativos con directores, síndicos o sus parientes hasta el segundo grado inclusive.

Inventario físico de los bienes de cambio:

7. Dada la naturaleza de la actividad, la Sociedad efectúa mediciones físicas de la mayor parte de sus bienes de cambio durante cada mes. No existen bienes de cambio de inmovilización significativa al 31 de diciembre de 2014.

Valores corrientes:

8. Para valuar los bienes de cambio al costo se consideraron los costos de producción propios y las compras al cierre del período. No hay bienes de uso valuados a su valor corriente.

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

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



Bienes de uso:

9. No existen bienes de uso revaluados técnicamente.
10. El monto total de bienes de uso sin usar por ser obsoletos, por tener lenta rotación o por haberse desafectado de la operación, está totalmente provisionado y asciende a 313 tratándose principalmente de materiales y equipos retirados de la operación.

Participaciones en otras sociedades:

11. No existen participaciones en otras sociedades en exceso de lo admitido por el Art. 31 de la Ley N° 19.550.

Valores recuperables:

12. Los valores recuperables de bienes de cambio considerados individualmente se determinan teniendo en cuenta el menor entre el costo y el valor neto de realización. Los valores recuperables de bienes intangibles y de bienes de uso, considerados al nivel de Unidad Generadora de Efectivo, que son utilizados como límite para sus respectivas valuaciones contables, se determinaron en función de su valor razonable menos el costo de venta y/o de su valor de uso, definido como el valor actual esperado de los flujos netos de fondos que deberían surgir del uso de los bienes y de su disposición al final de su vida útil, tal como se define en Nota 1.b.8 a los Estados Contables Individuales.

Seguros:

13. A continuación se exponen los seguros que cubren los bienes tangibles significativos:

<u>Bienes cubiertos</u>	<u>Riesgo cubierto</u>	<u>Monto cubierto</u> <sup>(1)(2)</sup>	<u>Valor contable</u>
Equipamiento y demás activo fijo en general, utilizado en explotación, destilación, transporte, y demás actividades	Todo riesgo (Primer riesgo absoluto)	1.500	152.240
Mercaderías	Todo riesgo de transporte	100	
Pozos	Control, reperforación, derrame y polución	250	

(1) Cifras expresadas en millones de dólares estadounidenses.

(2) Cobertura por cada potencial siniestro.

La Dirección de la Sociedad, habida cuenta de que la póliza integral petrolera contratada responde a las necesidades de la Sociedad (significativo monto de activos cubiertos geográficamente dispersos), considera que los riesgos corrientes se encuentran suficientemente cubiertos.

Contingencias positivas y negativas:

14. Para el cálculo de las provisiones para juicios y contingencias respectivas se han considerado la totalidad de los elementos de juicio disponibles y el grado de probabilidad de ocurrencia de las cuestiones cubiertas por las mismas (Notas 1.b.7, 3 y 10 a los Estados Contables Individuales).
15. En las Notas 3 y 10 a los Estados Contables Individuales se incluyen, entre otras cuestiones, las situaciones contingentes no contabilizadas que pudieran tener cierto grado de significación presente o futuro, junto con las razones que motivaron su falta de contabilización.

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

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



Aportes irrevocables a cuenta de futuras suscripciones:

16. Al 31 de diciembre de 2014, no existen aportes irrevocables a cuenta de futuras suscripciones.
17. No existen acciones preferidas.
18. En las Notas 1.b.16 y 4 a los Estados Contables Individuales se exponen las condiciones, circunstancias y plazos para las restricciones a la distribución de los resultados no asignados.

MIGUEL MATIAS GALUCCIO  
Presidente

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

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