



SOCIEDAD ANONIMA

Estados Contables Consolidados
al 31 de Marzo de 2014 y Comparativos
Informe de los Auditores Independientes
Informe de la Comisión Fiscalizadora

ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE MARZO DE 2014 Y COMPARATIVOS

Índice	Página
– Carátula	1
– Balance general consolidado	2
– Estado de resultados integrales consolidado	3
– Estado de evolución del patrimonio neto consolidado	4
– Estado de flujo de efectivo consolidado	5
– Notas a los estados contables consolidados:	
1) Estados contables consolidados:	
a) <i>Bases de presentación</i>	6
b) <i>Políticas contables significativas</i>	
b.1) <i>Moneda Funcional, de Presentación y efecto impositivo en Otros resultados integrales</i>	8
b.2) <i>Activos financieros</i>	9
b.3) <i>Bienes de cambio</i>	9
b.4) <i>Activos intangibles</i>	10
b.5) <i>Inversiones en sociedades</i>	10
b.6) <i>Bienes de uso</i>	11
b.7) <i>Provisiones</i>	14
b.8) <i>Deterioro del valor de los bienes de uso y activos intangibles</i>	14
b.9) <i>Metodología para la estimación del valor recuperable</i>	15
b.10) <i>Planes de beneficios y obligaciones similares</i>	16
b.11) <i>Criterio de reconocimiento de ingresos</i>	18
b.12) <i>Método de reconocimiento de ingresos y costos de obras en contratos de construcción</i>	19
b.13) <i>Arrendamientos</i>	19
b.14) <i>Utilidad neta por acción</i>	19
b.15) <i>Pasivos financieros</i>	20
b.16) <i>Impuestos, retenciones y regalías</i>	20
b.17) <i>Cuentas de patrimonio neto</i>	22
B.18) <i>Combinación de negocios</i>	24
b.19) <i>Nuevos estándares emitidos</i>	24
c) <i>Estimaciones y Juicios Contables</i>	25
d) <i>Gestión de Riesgos Financieros</i>	27

2) Detalle de los principales rubros de los estados contables consolidados:	
a) <i>Efectivo y equivalentes de efectivo</i>	31
b) <i>Créditos por ventas</i>	32
c) <i>Otros créditos y anticipos</i>	32
d) <i>Bienes de cambio</i>	33
e) <i>Inversiones en sociedades</i>	33
f) <i>Evolución de los Activos Intangibles</i>	33
g) <i>Composición y evolución de los Bienes de Uso</i>	34
h) <i>Cuentas por pagar</i>	35
i) <i>Préstamos</i>	35
j) <i>Provisiones</i>	39
k) <i>Ingresos, costo de ventas y gastos</i>	39
3) Provisiones para juicios, reclamos y pasivos ambientales	41
4) Capital Social	56
5) Inversiones en sociedades y en Uniones Transitorias de Empresas	57
6) Saldos y operaciones con partes relacionadas	59
7) Planes de beneficios y obligaciones similares	61
8) Arrendamientos operativos	63
9) Utilidad neta por acción	63
10) Impuesto a las ganancias	63
11) Pasivos contingentes, activos contingentes, compromisos contractuales, principales regulaciones y otros:	
a) <i>Pasivos contingentes</i>	65
b) <i>Activos contingentes</i>	69
c) <i>Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros</i>	70
12) Información consolidada sobre segmentos de negocio	83
13) Combinaciones de negocios	84
14) Hechos posteriores	88
– Anexos a los estados contables	89

Informe de los Auditores Independientes

A los Señores Directores de
YPF SOCIEDAD ANONIMA

CUIT N°: 30-54668997-9

Domicilio Legal: Macacha Güemes 515

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

1. Identificación de los estados contables consolidados intermedios objeto de la revisión

Hemos efectuado una revisión de los estados contables consolidados intermedios adjuntos de YPF SOCIEDAD ANONIMA (en adelante, mencionada indistintamente como “YPF SOCIEDAD ANONIMA” o la “Sociedad”) que comprenden el balance general consolidado al 31 de marzo de 2014, el estado de resultados integrales consolidado, el estado de evolución del patrimonio neto consolidado y el estado de flujos de efectivo consolidado correspondientes al período de tres meses finalizado en dicha fecha, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa incluidas en las notas 1 a 14 y anexos I, II y III.

Las cifras y otra información correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013 y al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2013 son parte integrante de los estados contables consolidados intermedios mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se interpreten exclusivamente en relación con las cifras y otra información del período intermedio actual.

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

El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados contables consolidados intermedios adjuntos de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) como normas contables profesionales, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por su sigla en inglés), e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores a su normativa, como así también del control interno que el Directorio de la Sociedad considere necesario para permitir la preparación de estados contables consolidados intermedios libres de incorrecciones significativas

3. Responsabilidad de los auditores

Nuestra responsabilidad consiste en emitir una conclusión sobre los estados contables consolidados intermedios adjuntos basada en nuestra revisión. Hemos llevado a cabo nuestra revisión de conformidad con las Normas Internacionales de Encargos de Revisión (NIER) adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas a través de la Resolución Técnica N° 33, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (“IAASB”, por su sigla en inglés) de la Federación Internacional de Contadores (“IFAC”, por su sigla en inglés). Dichas normas exigen que cumplamos los requerimientos de ética.

Una revisión de los estados contables de períodos intermedios consiste en realizar indagaciones, principalmente a las personas responsables de los temas financieros y contables, y aplicar procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. Una revisión tiene un alcance significativamente menor que el de una auditoría y, por consiguiente, no nos permite obtener seguridad de que tomemos conocimiento de todos los temas significativos que podrían identificarse en una auditoría. En consecuencia, no expresamos opinión de auditoría.

4. Conclusión

Sobre la base de nuestra revisión, estamos en condiciones de manifestar que no se nos han presentado circunstancias que nos hicieran pensar que los estados contables consolidados intermedios adjuntos de YPF SOCIEDAD ANONIMA correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2014 no están presentados en forma razonable, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Información requerida por disposiciones vigentes

- a) Los estados contables consolidados intermedios mencionados en el capítulo 1 de este informe han sido preparados en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con las normas aplicables de la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 y de la Comisión Nacional de Valores.
- b) Las cifras de los estados contables consolidados intermedios mencionados en el capítulo 1 de este informe surgen de aplicar los procedimientos de consolidación establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera a partir de los estados contables individuales intermedios de las sociedades que integran el grupo económico, las que se detallan en el Anexo I a los estados contables adjuntos. Los estados contables individuales intermedios de la Sociedad surgen de sus registros contables que, en sus aspectos formales, han sido llevados de conformidad con las disposiciones legales vigentes.
- c) Los estados contables consolidados intermedios mencionados en el capítulo 1 se encuentran transcritos en el libro Inventarios y balances.
- d) Como parte de nuestro trabajo, cuyo alcance se describe en el capítulo 3 hemos revisado la Reseña informativa requerida por la Comisión Nacional de Valores, preparada por el Directorio y sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular.
- e) Según surge de los registros contables de la Sociedad mencionados en el apartado b) de este capítulo, el pasivo devengado al 31 de marzo de 2014 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a \$ 98.546.291 y no era exigible a esa fecha.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 8 de mayo de 2014.

Deloitte & Co. S.A.

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

Guillermo D. Cohen

Socio

Contador Público U.B.A.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

YPF SOCIEDAD ANONIMA

Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

EJERCICIO ECONOMICO Nº 38

INICIADO EL 1 DE ENERO DE 2014

ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE MARZO 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 marzo de 2014

(expresado en pesos)

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE MARZO DE 2014 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2013

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

	<u>Notas</u>	<u>31 de marzo de 2014</u>	<u>31 de diciembre de 2013</u>
Activo No Corriente			
Activos intangibles	2.f	3.250	2.446
Bienes de uso	2.g	124.543	93.496
Inversiones en sociedades	2.e	2.552	2.124
Activos por impuesto diferido	10	46	34
Otros créditos y anticipos	2.c	3.081	2.927
Créditos por ventas	2.b	70	54
Total del activo no corriente		<u>133.542</u>	<u>101.081</u>
Activo Corriente			
Bienes de cambio	2.d	11.590	9.881
Otros créditos y anticipos	2.c	10.579	6.506
Créditos por ventas	2.b	10.289	7.414
Activos disponibles para la venta		1.531	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.a	3.109	10.713
Total del activo corriente		<u>37.098</u>	<u>34.514</u>
Total del activo		<u>170.640</u>	<u>135.595</u>
Patrimonio Neto			
Aportes de los propietarios		10.614	10.600
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		51.536	37.416
Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la controlante		62.150	48.016
Interés no controlante		130	224
Total Patrimonio Neto (según estados respectivos)		<u>62.280</u>	<u>48.240</u>
Pasivo No Corriente			
Provisiones	2.j	22.721	19.172
Pasivos por impuesto diferido, neto	10	17.509	11.459
Otras cargas fiscales		364	362
Remuneraciones y cargas sociales		9	8
Préstamos	2.i	27.631	23.076
Cuentas por pagar	2.h	444	470
Total del pasivo no corriente		<u>68.678</u>	<u>54.547</u>
Pasivo Corriente			
Provisiones	2.j	1.505	1.396
Impuesto a las ganancias a pagar		215	122
Otras cargas fiscales		2.730	1.045
Remuneraciones y cargas sociales		970	1.119
Préstamos	2.i	11.039	8.814
Cuentas por pagar	2.h	23.223	20.312
Total del pasivo corriente		<u>39.682</u>	<u>32.808</u>
Total del pasivo		<u>108.360</u>	<u>87.355</u>
Total Patrimonio Neto y Pasivo		<u>170.640</u>	<u>135.595</u>

Las Notas 1 a 14 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADO

POR LOS PERIODOS DE TRES MESES FINALIZADOS EL 31 DE MARZO DE 2014 Y 2013

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

	<u>Notas</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Ingresos ordinarios	2.k	30.664	18.634
Costo de ventas	2.k	(23.016)	(13.938)
Utilidad bruta		7.648	4.696
Gastos de comercialización	2.k	(2.204)	(1.481)
Gastos de administración	2.k	(817)	(549)
Gastos de exploración	2.k	(197)	(76)
Otros egresos, netos		(46)	(57)
Utilidad operativa		4.384	2.533
Resultado de las inversiones en sociedades		(3)	-
Resultados financieros:			
Generados por activos			
Intereses		280	139
Diferencia de cambio		(1.404)	(186)
Generados por pasivos			
Intereses		(1.568)	(608)
Diferencia de cambio		7.275	850
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias		8.964	2.728
Impuesto a las ganancias corriente	10	(139)	(844)
Impuesto a las ganancias diferido	10	(6.038)	(626)
Utilidad neta del período		2.787	1.258
Utilidad neta del período atribuible a:			
- Accionistas de la controlante		2.881	1.258
- Interés no controlante		(94)	-
Utilidad neta por acción atribuible a los accionistas de la controlante básica y diluida	9	7,34	3,20
Otros resultados integrales			
Diferencia de conversión de inversiones en sociedades ⁽²⁾		(403)	(54)
Diferencia de conversión de YPF S.A. ⁽³⁾		11.642	1.439
Total otros resultados integrales del período⁽¹⁾		11.239	1.385
Resultado integral total del período		14.026	2.643

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

(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 14 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO POR LOS PERIODOS DE TRES MESES FINALIZADOS EL 31 DE MARZO DE 2014 Y 2013

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

	2014								Total
	Aportes de los propietarios								
	Capital suscrito	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de Acciones Propias en cartera	Planes de Beneficios en acciones	Costo de Adquisición de Acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	
Saldos al 31 de diciembre de 2013	3.924	6.087	9	14	40	(110)	(4)	640	10.600
Devengamiento Plan de Beneficios en acciones	-	-	-	-	14	-	-	-	14
Otros resultados integrales del período	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del período	3.924	6.087	9	14	54	(110)	(4)	640	10.614

	2014							Patrimonio Neto atribuible a			2013
	Reservas										Total del patrimonio neto
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de Acciones propias	Especial Ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio neto	Total del patrimonio neto
Saldos al 31 de diciembre de 2013	2.007	4	8.394	120	3.648	18.112	5.131	48.016	224	48.240	31.260
Devengamiento Plan de Beneficios en acciones	-	-	-	-	-	-	-	14	-	14	-
Otros resultados integrales del período	-	-	-	-	-	11.239	-	11.239	-	11.239	1.385
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	2.881	2.881	(94)	2.787	1.258
Saldos al cierre del período	2.007	4	8.394	120	3.648	29.351⁽¹⁾	8.012	62.150	130	62.280	33.903

(1) Incluye 30.478 correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de YPF S.A. y (1.127) 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.

Las Notas 1 a 14 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO POR LOS PERIODOS DE TRES MESES FINALIZADOS EL 31 DE MARZO DE 2014 Y 2013

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

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Flujos de Efectivo de las operaciones		
Utilidad neta consolidada	2.787	1.258
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:		
Resultados de las inversiones en sociedades	3	-
Depreciación de bienes de uso	3.903	2.168
Amortización de activos intangibles	73	41
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	1.015	425
Cargo por impuesto a las ganancias	6.177	1.470
Aumento neto de provisiones incluidas en el pasivo	604	416
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros ⁽¹⁾	143	243
Plan de beneficios en acciones	14	-
Seguros devengados	(741)	-
Cambios en activos y pasivos :		
Créditos por ventas	(1.996)	(1.465)
Otros créditos y anticipos	(3.052)	(63)
Bienes de cambio	(1.660)	(342)
Cuentas por pagar	(1.144)	205
Otras cargas fiscales	1.598	391
Remuneraciones y cargas sociales	(196)	(124)
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(744)	(122)
Pagos de impuestos a las ganancias	(69)	(731)
Flujos de Efectivo de las Operaciones	<u>6.715</u>	<u>3.770</u>
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión⁽²⁾		
Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(11.817)	(4.744)
Aportes de capital en inversiones en sociedades	(85)	-
Anticipos recibidos por venta de bienes de uso	1.531	-
Adquisición de participación en UTEs	(326)	-
Adquisición de subsidiaria neta de fondos adquiridos	(6.102)	-
Cobro de seguros por daño material	608	-
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	<u>(16.191)</u>	<u>(4.744)</u>
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
Pago de préstamos	(2.143)	(1.956)
Pago de intereses	(939)	(531)
Préstamos obtenidos	4.252	3.010
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	<u>1.170</u>	<u>523</u>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	702	19
Disminución neta del efectivo y equivalentes	<u>(7.604)</u>	<u>(432)</u>
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.713	4.747
Efectivo y equivalentes al cierre del período	3.109	4.315
Disminución neta del efectivo y equivalentes	<u>(7.604)</u>	<u>(432)</u>
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
- Caja y Bancos	1.325	718
- Otros Activos Financieros	1.784	3.597
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	<u>3.109</u>	<u>4.315</u>

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

(2) Las principales transacciones de inversión que no requirieron el uso de efectivo o equivalentes de efectivo consistieron en adquisiciones de bienes de uso y cánones por extensión de concesiones pendientes de cancelación al cierre del período por 3.306 y altas por costos de abandono de pozos de hidrocarburos por 465.

Las Notas 1 a 14 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS POR EL PERIODO DE TRES MESES FINALIZADO EL 31 DE MARZO DE 2014 Y COMPARATIVOS

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

1. ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS

1.a) Bases de presentación

- Aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera

Los estados contables consolidados intermedios de YPF S.A. (en adelante “YPF”) y sus sociedades controladas (en adelante y en su conjunto, el “Grupo” o la “Sociedad”) por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2014 se presentan sobre la base de la aplicación de las Normas Internacionales de Contabilidad (“NIC”) N° 34 “Información financiera intermedia”. La adopción de las mismas, tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés) fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) y por las Normas de la Comisión Nacional del Valores (“CNV”).

Los importes y otra información correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2013 son parte integrante de los estados contables consolidados mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados contables.

- Criterios adoptados en la transición a NIIF

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

– Uso de estimaciones

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

– Bases de Consolidación

a) Criterio general

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

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

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

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

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

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

b) Toma de control en sociedades

Tal como se detalla en la Nota 13, con fecha 12 de febrero de 2014, YPF y su subsidiaria YPF Europe B.V. aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International S.a.r.l. para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades controlantes de los activos del Grupo Apache en la República Argentina. Adicionalmente, durante el segundo trimestre de 2013 la Sociedad tomó control de Gas Argentino S.A.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

("GASA"), sociedad controlante de MetroGAS, y a partir de agosto de 2013, la Sociedad controla YPF Energía Eléctrica S.A. ("YPF Energía Eléctrica"), sociedad resultante de la escisión de activos de Pluspetrol Energy S.A.

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

1.b) Políticas Contables Significativas

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

Moneda funcional:

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

Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional de YPF se consideran transacciones en "moneda extranjera" y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes). Al cierre de cada período o 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 período o ejercicio en que se producen.

Los activos, pasivos y resultados correspondientes a las sociedades controladas y las inversiones en sociedades, se expresan en sus respectivas monedas funcionales. Los efectos de la conversión a dólares de la información contable de las sociedades cuya moneda funcional es distinta del dólar se registran en "Otros resultados integrales" del período o ejercicio.

Moneda de Presentación:

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

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

Efecto impositivo en Otros resultados integrales:

Los resultados imputados dentro de los Otros resultados integrales relacionados con diferencias de conversión generadas por inversiones en sociedades con moneda funcional distinta del dólar y por la conversión de los estados contables de YPF a su moneda de presentación (pesos), no tienen efecto en el

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

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 cada fecha de cierre de cada período o ejercicio, todo ello de acuerdo a las disposiciones establecidas por la NIIF 9, "Instrumentos Financieros".

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

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

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

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

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

1.b.3) Bienes de cambio

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

1.b.4) Activos intangibles

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

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

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

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

1.b.5) Inversiones en sociedades

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

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

Para la valuación de las inversiones en sociedades, se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible y las transacciones entre la sociedad y las sociedades

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

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

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

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

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

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

1.b.6) Bienes de Uso

i. Criterios generales:

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

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

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

ii. Depreciaciones:

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

	<u>Años de vida útil estimada</u>
Edificios y otras construcciones	50
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	20 – 25
Infraestructura de distribución de gas natural	20 – 50
Equipos de transporte	5 – 25
Muebles y útiles e instalaciones	10
Equipos de comercialización	10
Instalaciones de generación de energía eléctrica	15 – 20
Otros bienes	10

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

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.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

iv. Costos de abandono de pozos:

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

v. Bienes de uso de naturaleza medioambiental:

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

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

vi. Activos disponibles para la venta

Corresponde a los activos disponibles para la venta en virtud al acuerdo de cesión de activos mencionado en la Nota 13, los cuales han sido valuados al menor entre su costo de adquisición y su valor razonable menos los gastos directos de venta.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

1.b.7) Provisiones

La Sociedad distingue entre:

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

de gas natural y en la UGE YPF Energía Eléctrica, que incluye los activos relacionados con la actividad de generación y comercialización de energía eléctrica.

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

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

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

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

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

La Sociedad no ha registrado gastos por dotación ni ingresos por reversión de provisiones por deterioro de activos en los períodos de tres meses finalizados al 31 de marzo de 2014 y 2013.

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

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

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

i. Planes de retiro:

A partir del 1 de marzo de 1995, YPF y algunas de sus subsidiarias han establecido un plan de retiro de contribuciones definidas, que proveerá beneficios a cada empleado que decida adherirse al plan. Cada adherente deberá aportar un monto que variará entre el 2% y el 9% de su remuneración mensual y la Sociedad deberá aportar un monto equivalente al contribuido por cada adherente.

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

Los cargos totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden aproximadamente a 12 y 9 por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013, respectivamente.

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación descriptos fue 174 y 78 por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013, respectivamente.

iii. Plan de beneficios basados en acciones:

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

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

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

Al 31 de marzo de 2014, la Sociedad ha recomprado en el mercado 1.232.362 acciones propias emitidas por un monto de 120, y ha entregado a beneficiarios del Plan de Beneficios en Acciones 482.518 acciones, todo ello conforme a lo mencionado en el párrafo precedente, reteniendo 167.986 acciones en concepto de impuesto a las ganancias relacionado con la entrega de dichas acciones. El costo de dichas compras se encuentra expuesto en el patrimonio neto bajo el nombre de “Costo de adquisición de acciones propias, mientras que el valor nominal y su ajuste derivado de la reexpresión monetaria efectuada según los Principios de Contabilidad Previos han sido reclasificados de las cuentas “Capital suscrito” y “Ajuste de capital”, a las cuentas “Acciones propias en cartera” y “Ajuste de acciones propias en cartera”, respectivamente. La diferencia entre el costo de adquisición de acciones propias y el valor devengado de las acciones entregadas en virtud de Plan de Beneficios en Acciones ha sido imputada a la cuenta “Prima de negociación de acciones propias”. Ver Nota 1.b.17).

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 14 por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2014.

A continuación se detalla información vinculada a los planes al cierre del período:

	Cantidad de acciones- Plan
Cantidad al inicio del ejercicio	1.289.841
- Concedidas	-
- Liquidadas	(3.344)
- Expiradas	(1.800)
Cantidad al cierre del período⁽¹⁾	<u>1.284.697</u>
	Total
Gasto reconocido durante el período	14
Valor de mercado de la acción al momento concesión (en dólares)	14,75

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 31 meses.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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

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

La política de financiamiento de YPF Holdings Inc. relacionada con el plan de pensión consiste en aportar montos suficientes para dar cumplimiento a los requisitos de financiamiento mínimos establecidos en las regulaciones gubernamentales respectivas, más los montos adicionales que la Dirección de dicha sociedad considere apropiados.

Adicionalmente, YPF Holdings Inc. proporciona determinados beneficios de atención médica y de seguro de vida a ciertos empleados retirados y, asimismo, ciertos seguros y beneficios de retiro a individuos en el caso que la relación laboral fuese terminada por YPF Holdings Inc. con anterioridad al retiro normal. Los empleados pueden acceder a los beneficios mencionados si cumplen con los requisitos mínimos de edad y años de servicio. YPF Holdings Inc. registra los beneficios otorgados cuando se alcanza el período mínimo de servicio, cuando el pago del beneficio es probable y cuando su monto puede estimarse razonablemente. No se han reservado activos específicos para los beneficios posteriores al retiro y el empleo y, consecuentemente, los pagos relacionados a los mismos son desembolsados a medida que los reclamos son notificados.

Los planes de beneficios definidos y posteriores al retiro mencionados anteriormente se valúan a su valor presente, se devengan en razón de los servicios prestados por los empleados afectados a los planes respectivos y se exponen en el rubro del pasivo no corriente "Remuneraciones y Cargas Sociales". Las pérdidas y ganancias por cambios en los supuestos actuariales que se generan en cada ejercicio, se reconocen directamente en el Patrimonio Neto como Otros Resultados Integrales y son reclasificadas directamente a la cuenta de resultados acumulados del patrimonio neto. YPF Holdings Inc. actualiza los supuestos actuariales al cierre de cada ejercicio.

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

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

1.b.11) Criterio de reconocimiento de ingresos

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

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

Subvenciones por bienes de capital

La instrumentación del incentivo por bienes de capital, informática y telecomunicaciones para los fabricantes nacionales se materializa mediante la emisión de un bono fiscal, en la medida en que dichos fabricantes cuenten con establecimientos industriales radicados en el territorio nacional, tal como es el

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

caso de nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A. Dichos incentivos son reconocidos por el Grupo en los períodos o ejercicios en que se cumplen los requisitos formales establecidos por los decretos del Poder Ejecutivo Nacional 379/01, 1551/01, sus modificaciones y reglamentos, como así también en la medida que exista una seguridad razonable que los incentivos serán recibidos.

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

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

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

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

A continuación se detalla la siguiente información relacionada con los contratos de construcción al 31 de marzo de 2014 y 2013:

	Contratos en curso			
	Ingresos del período	Costos incurridos más ganancias reconocidas acumuladas	Anticipos recibidos	Retenciones en pagos
2014	6	2.359	452	-
2013	70	132	242	-

1.b.13) Arrendamientos

Arrendamientos operativos

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

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

Arrendamientos financieros

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

1.b.14) Utilidad neta por acción

La utilidad neta básica por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del ejercicio atribuible a los accionistas de YPF y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho ejercicio netas de las recompras realizadas según se menciona en la Nota 1.b.10).

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

1.b.15) Pasivos financieros

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

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

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

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

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

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

1.b.16) Impuestos, retenciones y regalías

Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta

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

De acuerdo a la NIC N° 34, en los períodos intermedios, el cargo a resultados por impuesto a las ganancias se reconoce sobre la base de la mejor estimación a la fecha de la tasa impositiva efectiva proyectada al cierre del ejercicio. Los importes calculados para el gasto por impuesto para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2014, podrían requerir ajustes en períodos posteriores en caso que a partir de nuevos elementos de juicio se modifique la estimación de la tasa impositiva efectiva proyectada.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

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 el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, 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 dicho ejercicio en el rubro "Impuesto a las Ganancias".

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

Impuesto a los bienes personales – Responsable sustituto

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

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

Por la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados, se abonan regalías equivalentes al 12% sobre el valor estimado en boca de pozo de dichos productos, el cual es asimilable al precio de venta final menos gastos de transporte y almacenamiento. Para el cálculo de las regalías, la Sociedad ha considerado acuerdos de precios a partir de operaciones de compra venta de petróleo crudo, obtenidos en el mercado para algunas calidades de dicho producto y ha aplicado estos precios, netos de los descuentos antes mencionados, en un todo de acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 17.319 y sus modificaciones. Adicionalmente, en relación con la extensión del plazo original de concesiones de explotación, la Sociedad ha acordado el pago de un canon extraordinario de producción y en algunos casos abonar regalías equivalentes al 10% sobre la producción de hidrocarburos no convencionales (ver Nota 11).

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

La Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario ("Ley de Emergencia Pública"), sancionada en enero de 2002, estableció la creación de un régimen de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos por cinco años. En enero de 2007, la Ley N° 26.217 prorrogó por 5 años, a partir de su vencimiento, el mencionado régimen y aclaró expresamente que el mismo aplica también a las exportaciones que se realicen desde Tierra del Fuego, anteriormente exentas de dicho régimen. Adicionalmente, la Ley N° 26.732 publicada en el Boletín Oficial en diciembre de 2011 prorrogó por 5 años adicionales el mencionado régimen. El 16 de noviembre de 2007, el Ministerio de Economía y Producción ("MEP") publicó la Resolución N° 394/2007, modificando el régimen de retención a las exportaciones de crudo y otros productos derivados del petróleo. Adicionalmente, la Resolución N° 1/2013, del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas del 3 de enero de 2013, modificó los precios de referencia y valores de corte. El régimen vigente establece que cuando el precio internacional exceda el precio de referencia de

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

US\$ 80 por barril, el productor cobrará el valor de corte de US\$ 70 por barril, dependiendo de la calidad del crudo vendido, y el remanente será retenido por el Gobierno Argentino. Si el precio internacional es menor al valor de referencia pero mayor a US\$ 45 por barril, será aplicada una alícuota de retención del 45%. Si el precio internacional está por debajo de US\$ 45 por barril, el Gobierno tendrá que determinar los porcentajes de retención en un término de 90 días hábiles.

La alícuota de retención determinada como se indica precedentemente también es de aplicación para gasoil, naftas y otros productos derivados del petróleo. Adicionalmente, el procedimiento de cálculo descripto precedentemente también aplica a otros productos derivados del petróleo y lubricantes, considerando diferentes alícuotas de retención, valores de referencia y precios obtenidos por los productores. Asimismo, en marzo de 2008, la Resolución N° 127/2008 del MEP elevó la alícuota de retención a las exportaciones de gas natural, equivalente al 100% del precio más alto establecido en contratos de importación de gas natural, como asimismo estableció un sistema de retenciones variables para el gas licuado de petróleo similar al descripto en la Resolución N° 394/2007.

1.b.17) Cuentas de patrimonio neto

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

Capital suscrito y Ajuste del Capital

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

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

Acciones propias en cartera y Ajuste de acciones propias en cartera

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

Planes de beneficios en acciones

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

Costo de adquisición de acciones propias

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

Prima de emisión

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

Prima de negociación de acciones propias

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

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

Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales, YPF debe efectuar una reserva legal no inferior al 5% del resultado positivo surgido de la sumatoria algebraica del resultado del ejercicio, los ajustes de ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados acumulados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, hasta alcanzar el 20% de la suma del Capital suscrito y el saldo de la cuenta Ajuste del capital. Al 31 de marzo de 2014, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 2.007.

Reserva para futuros dividendos

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

Reserva para inversiones y Reserva para compra de acciones propias

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

Reserva especial ajuste inicial NIIF

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

Dicha reserva no podrá desafectarse para efectuar distribuciones en efectivo o en especie entre los accionistas o propietarios de YPF y sólo podrá ser desafectada para su capitalización o para absorber eventuales saldos negativos de la cuenta "Resultados acumulados", de acuerdo a lo que dispone la Resolución antes mencionada.

Otros resultados integrales

Comprende los ingresos y gastos reconocidos directamente en cuentas del patrimonio neto y las transferencias de dichas partidas desde cuentas del patrimonio neto a cuentas del resultado del período 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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 período o ejercicio sea negativo, existirá una restricción a la distribución de resultados acumulados por el mismo importe.

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

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

Interés no controlante

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

1.b.18) Combinación de negocios

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

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

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

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

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

1.b.19) Nuevos estándares emitidos

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

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 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

NIC 39 “Instrumentos financieros: Reconocimiento y Medición”

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

NIC 19 “Beneficios a empleados”

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

Ciclo anual de mejoras a las NIIF

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

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

1.c) Estimaciones y Juicios Contables

La preparación de los estados contables, requiere que la Dirección realice estimaciones contables y supuestos significativos que afectan los montos de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del período o ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del período o 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

contingencias, (3) la evaluación de recuperabilidad del valor de los activos (Ver Nota 1.b.9), (4) la provisión para gastos de medio ambiente y la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos (Ver Nota 1.b.6, apartado iv), y (5) la determinación del cargo por impuesto a las ganancias y de impuestos diferidos.

Reservas de crudo y gas natural

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

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

Provisiones para juicios y contingencias

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

Provisiones para gastos de medio ambiente

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

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

En adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, que al 31 de marzo de 2014 ascienden a 16.561, se han provisionado 1.825 correspondientes a las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual de la Sociedad. Cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una revaluación de esas estimaciones. La Sociedad no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

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.

De acuerdo a la NIC N° 34, en los períodos intermedios, el cargo a resultados por impuesto a las ganancias se reconoce sobre la base de la mejor estimación a la fecha de la tasa impositiva efectiva proyectada al cierre del ejercicio. Los importes calculados para el gasto por impuesto para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2014, podrían requerir ajustes en períodos posteriores en caso que a partir de nuevos elementos de juicio se modifique la estimación de la tasa impositiva efectiva proyectada.

1.d) Gestión de Riesgos Financieros

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

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

	<u>31 de marzo de 2014</u>	<u>31 de diciembre de 2013</u>
Activos financieros		
A Costo amortizado		
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	2.424	8.691
Otros créditos y anticipos ⁽¹⁾	5.409	4.018
Créditos por ventas ⁽¹⁾	10.359	7.468
A Valor razonable con cambios en los resultados		
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽²⁾	685	2.022
Pasivos financieros		
A Costo amortizado		
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	23.408	20.655
Préstamos ⁽³⁾	38.670	31.890
Provisiones ⁽¹⁾	621	485

(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 períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013 por estos instrumentos se exponen en la línea "Intereses generados por activos" de los Estados de Resultados Integrales.

(3) Su valor razonable estimado, considerando precios de cotización sin ajustar (Nivel 1) para Obligaciones Negociables y tasas de interés ofrecidas a la Sociedad (Nivel 3) para el remanente de los préstamos financieros, al cierre del período o ejercicio, según corresponda, ascendió a 40.228 y 33.784 al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

Riesgo de tipo de cambio

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

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

	Incremento (+) / disminución (-) del tipo de cambio del peso respecto del dólar	31 de marzo de 2014
Efecto en el resultado antes de impuestos correspondiente a activos y pasivos financieros	+10%	694
	-10%	(694)

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 marzo 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% (24.696) 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 marzo 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

	31 de marzo de 2014	
	Activos Financieros ⁽¹⁾	Pasivos Financieros ⁽²⁾
Tasa de interés fija	987	21.382
Tasa de interés variable	797	17.288
Total	1.784	38.670

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

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

La porción de deuda a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de las tasas BADLAR y LIBOR, de la cual 11.665 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread máximo de 4,75% y 5.472 una tasa de interés variable LIBO más un spread entre 4,00% y 7,50%. También existen 151 que devengan una tasa de interés del 19% anual más el porcentaje correspondiente al incremento de producción de petróleo y gas de la Sociedad, con un tope máximo del 24% anual.

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

	Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2014
Efecto en el resultado después de impuestos	+100	(25)
	-100	25

Otros riesgos de precio

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

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

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

Riesgo de liquidez

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

Tal como se menciona en apartados precedentes, YPF pretende que el perfil de vencimientos de su deuda financiera se adecúe a su capacidad de generar flujos de caja para pagarla como así también teniendo en cuenta la necesidad de financiar las erogaciones proyectadas para cada período. Al 31 de marzo de 2014 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 13.609, considerando efectivo por 1.325, otros activos financieros líquidos por 1.784 y líneas de crédito disponibles con instituciones bancarias por 2.000 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 y en abril de 2013 (ver Nota 2.i).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes al 31 de marzo de 2014:

	31 de marzo de 2014						
	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	Total
Pasivos Financieros							
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	23.090	280	20	-	-	18	23.408
Préstamos	11.039	4.343	8.708	2.971	7.034	4.575	38.670
Provisiones	590	31	-	-	-	-	621

(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 marzo de 2014, la Sociedad ha acordado, entre otras cosas, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre sus activos. Además, aproximadamente el 19% de la deuda financiera pendiente de pago al 31 de marzo de 2014 está sujeta a compromisos financieros relacionados con el ratio de apalancamiento y el ratio de deuda de cobertura de servicio de deuda.

Una parte de la deuda financiera establece que ciertos cambios en el control y/o nacionalización respecto a la Sociedad pueden constituir un evento de incumplimiento. Adicionalmente, una parte de la deuda financiera también contiene disposiciones de incumplimiento cruzado y/o disposiciones de aceleración cruzada (“Cláusulas de Aceleración”) que podrían resultar en su exigibilidad anticipada si la deuda que tiene disposiciones de cambio de control y/o nacionalización entra en incumplimiento (default). A la fecha de emisión de estos estados contables hemos obtenido dispensas formales de la totalidad de los acreedores financieros correspondiente a la deuda vigente y sujeta a las cláusulas mencionadas al momento del cambio de control de la Sociedad mencionado en la Nota 4. Adicionalmente, y con relación a la deuda financiera de las sociedades controladas por YPF, GASA y MetroGAS, ver Nota 2.i) a los presentes estados contables consolidados.

Riesgo de crédito

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

- El 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 marzo 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:

	Exposición máxima al 31 de marzo de 2014
Efectivo y equivalentes de efectivo	3.109
Otros activos financieros	15.768

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

	Créditos por ventas corrientes	Otros créditos y anticipos corrientes
Vencidos con menos de tres meses	75	492
Vencidos entre 3 y 6 meses	189	84
Vencidos con más de 6 meses	1.079	131
	<u>1.343</u>	<u>707</u>

A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 821 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 25. Estas provisiones representan la mejor estimación de la Sociedad de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

Política de garantías

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

YPF tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 2.264 y 1.582 al 31 de marzo de 2014 y 2013, respectivamente.

Durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2014, YPF ejecutó garantías recibidas por un importe de 1. Al 31 de marzo de 2013, esta cifra ascendió a 3.

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

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

Balance General Consolidado al 31 de marzo de 2014 y comparativos

2.a) Efectivo y equivalentes de efectivo:

	31 de marzo de 2014	31 de diciembre de 2013
Caja y bancos	1.325	4.533
Colocaciones transitorias a corto plazo	1.099	4.158
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	685	2.022
	<u>3.109</u>	<u>10.713</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

2.b) Créditos por ventas:

	31 de marzo de 2014		31 de diciembre de 2013	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	78	11.102	60	8.066
Provisión para deudores por venta de cobro dudoso	(8)	(813)	(6)	(652)
	<u>70</u>	<u>10.289</u>	<u>54</u>	<u>7.414</u>

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

Evolución de la provisión para deudores por venta de cobro dudoso

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de			
	2014		2013	
	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso no corriente	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso corriente	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso no corriente	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso corriente
Saldo al inicio del ejercicio	6	652	5	494
Aumentos con cargo a resultados	-	7	-	6
Aumentos por adquisición	-	116	-	-
Aplicaciones con cargo a resultados	-	(4)	-	(1)
Cancelaciones por pago/utilización	-	4	-	-
Diferencia de conversión	2	38	-	7
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	1	(1)
Saldo al cierre del período	<u>8</u>	<u>813</u>	<u>6</u>	<u>505</u>

2.c) Otros créditos y anticipos:

	31 de marzo de 2014		31 de diciembre de 2013	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Deudores por servicios	-	770	-	377
Créditos de impuestos, reembolsos por exportaciones e incentivos a la producción	36	1.363	22	1.233
Aportes a Fideicomiso Obra Sur	63	21	67	34
Préstamos a clientes y saldos con sociedades relacionadas ⁽¹⁾	633	87	517	81
Depósitos en garantía	495	334	397	253
Gastos pagados por adelantado	12	702	11	490
Anticipo y préstamos a empleados	4	181	3	166
Anticipo a proveedores y despachantes de aduana ⁽²⁾	-	2.426	-	1.062
Créditos con socios de Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	1.717 ⁽³⁾	826 ⁽³⁾	1.852 ⁽³⁾	595 ⁽³⁾
Seguros a cobrar (Nota 11.b)	-	2.331	-	1.956
Anticipos impuesto a las ganancias, neto	-	824	-	-
Diversos	125	810	62	357
	<u>3.085</u>	<u>10.675</u>	<u>2.931</u>	<u>6.604</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	-	(96)	-	(98)
Provisión para valorar otros créditos a su valor recuperable	(4)	-	(4)	-
	<u>3.081</u>	<u>10.579</u>	<u>2.927</u>	<u>6.506</u>

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Evolución de las provisiones de otros créditos y anticipos

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2014	2013
	Provisión para otros créditos de cobro dudoso corriente	Provisión para otros créditos de cobro dudoso corriente
Saldo al inicio del ejercicio	98	96
Aplicaciones con cargo a resultado	(2)	-
Saldo al cierre del período	96	96

2.d) Bienes de cambio:

	31 de marzo de 2014	31 de diciembre de 2013
Productos destilados	6.859	5.713
Petróleo crudo y gas natural	3.983	3.451
Productos en procesos	127	115
Obras para terceros en ejecución	-	107
Materia Prima, Envases y Otros	621	495
	<u>11.590⁽¹⁾</u>	<u>9.881⁽¹⁾</u>

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

2.e) Inversiones en sociedades:

	31 de marzo de 2014	31 de diciembre de 2013
Participación en sociedades (Anexo I)	2.564	2.136
Provisión para desvalorización de participación en sociedades	(12)	(12)
	<u>2.552</u>	<u>2.124</u>

2.f) Evolución de los Activos Intangibles:

Cuenta principal	2014 Costo					2013								
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del período	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión	Acumulada al cierre del período	Valor residual al 31-03	Valor residual al 31-03	Valor residual al 31-12
Concesiones de Servicios	3.917	90	870	-	4.877	2.551	-	4-5%	33	569	3.153	1.724	959	1.366
Derechos de Exploración	801	249	165	-	1.215	8	-	-	2	2	12	1.203	419	793
Otros Intangibles	1.879	11	429	10	2.329	1.592	1	7-33%	38	375	2.006	323	158	287
Total 2014	<u>6.597</u>	<u>350</u>	<u>1.464</u>	<u>10</u>	<u>8.421</u>	<u>4.151</u>	<u>1</u>		<u>73</u>	<u>946</u>	<u>5.171</u>	<u>3.250</u>		
Total 2013	<u>4.443</u>	<u>22</u>	<u>188</u>	<u>4</u>	<u>4.657</u>	<u>2.951</u>	<u>-</u>		<u>41</u>	<u>129</u>	<u>3.121</u>		<u>1.536</u>	<u>2.446</u>

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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.

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

	31 de marzo de 2014	31 de diciembre de 2013
Valor residual de bienes de uso	124.710	93.662
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(167)	(166)
	124.543	93.496

Cuenta principal	2014				
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto de conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del período
Terrenos y edificios	6.965	6	1.447	19	8.437
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	179.877	6.196	40.196	1.919	228.188
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	29.267	-	6.547	1.346	37.160
Equipos de transporte	1.466	16	311	29	1.822
Materiales y equipos en depósito	5.576	2.230	1.178	(2.085)	6.899
Perforaciones y obras en curso	19.840	6.728	4.107	(2.282)	28.393
Perforaciones exploratorias en curso ⁽³⁾	927	405	184	(62)	1.454
Muebles y útiles e instalaciones	2.267	7	487	6	2.767
Equipos de comercialización	4.084	-	928	85	5.097
Infraestructura de distribución de gas natural	2.722	18	-	(2)	2.738
Instalaciones de generación de energía eléctrica	1.542	-	-	-	1.542
Otros bienes	4.070	481	803	4	5.358
Total 2014	258.603	16.087 ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	56.188	(1.023)	329.855
Total 2013	170.843	4.282	7.089	(430) ⁽⁶⁾	181.784

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

Cuenta principal	2014					2013			
	Depreciación					Acumulada al cierre del período	Valor residual al 31-03	Valor residual al 31-03	Valor residual al 31-12
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión				
Terrenos y edificios	2.804	-	2%	23	587	3.414	5.023	3.033	4.161
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	133.672	-	(1)	3.278	29.932	166.882	61.306 ⁽²⁾	28.477 ⁽²⁾	46.205 ⁽²⁾
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	17.611	-	4-5%	397	3.933	21.941	15.219	6.013	11.656
Equipos de transporte	1.022	(2)	4-20%	32	216	1.268	554	320	444
Materiales y equipos en depósito	-	-	-	-	-	-	6.899	3.979	5.576
Perforaciones y obras en curso	-	-	-	-	-	-	28.393	16.114	19.840
Perforaciones exploratorias en curso ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	1.454	1.135	927
Muebles y útiles e instalaciones	1.990	-	10%	37	427	2.454	313	234	277
Equipos de comercialización	3.034	-	10%	56	677	3.767	1.330	725	1.050
Infraestructura de distribución de gas natural	1.107	-	2-5%	19	-	1.126	1.612	-	1.615
Instalaciones de generación de energía eléctrica	1.060	-	5-7%	28	-	1.088	454	-	482
Otros bienes	2.641	2	10%	33	529	3.205	2.153	1.097	1.429
Total 2014	164.941	-		3.903	36.301	205.145	124.710		
Total 2013	113.740	(1)⁽⁶⁾		2.168	4.750	120.657		61.127	93.662

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

(2) Incluye 5.039, 2.813 y 3.748 de propiedad minera al 31 de marzo de 2014 y 31 de marzo y 31 de diciembre de 2013, respectivamente.

(3) Existen 52 pozos exploratorios al 31 de marzo de 2014. Durante el período de tres meses finalizado en dicha fecha, se han iniciado 3 pozos y 6 pozos han sido cargados a gastos de exploración.

(4) Incluye 858 de altas correspondiente a la UTE Puesto Hernández a la fecha de adquisición de la participación adicional.

(5) Incluye 5.507 de altas correspondiente al Grupo Apache en Argentina a la fecha de toma de control (ver Nota 13).

(6) Incluye 1 de valor residual imputado contra provisiones de bienes de uso por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2013.

Tal como se describe en la Nota 1.b.6, YPF capitaliza los costos financieros como parte del costo de los activos. En los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013 la tasa de capitalización anualizada promedio ha sido 11,86% y 11,72% y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 132 y 141 respectivamente para los períodos mencionados.

A continuación se describe la evolución de la provisión para materiales y equipos obsoletos por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013:

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2014	2013
Saldo al inicio del ejercicio	166	132
Aplicaciones con cargo a resultado	(4)	-
Cancelaciones por utilización	(26)	-
Diferencia de Conversión	31	5
Saldo al cierre del período	167	137

2.h) Cuentas por pagar:

	31 de marzo de 2014		31 de diciembre de 2013	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	181	19.653	153	18.553
Participación en Sociedades con patrimonio neto negativo	-	133	-	127
Extensión de Concesiones – Provincias de Chubut, Mendoza, Santa Cruz y Neuquén	89	920	275	1.036
Anticipo por venta de bienes de uso (Nota 13)	-	1.550	-	-
Diversos	174	967	42	596
	444	23.223	470	20.312

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

2.i) Préstamos:

	Tasa de Interés ⁽¹⁾	Vencimiento de Capital	31 de marzo de 2014		31 de diciembre de 2013	
			No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones Negociables ⁽²⁾	0,10-29,06%	2014-2028	23.351	4.911	20.474	4.296
Otras deudas financieras	2-29,99%	2014-2018	4.280 ⁽³⁾⁽⁴⁾	6.128 ⁽³⁾⁽⁴⁾	2.602	4.518
			27.631	11.039	23.076	8.814

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

(2) Se exponen netas de 189 y 137 de Obligaciones Negociables propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, respectivamente.

(3) Incluyen aproximadamente 8.070 que corresponden a préstamos pactados en dólares y devengan interés a tasas de entre 2% y 8,10%.

(4) Incluye 926 correspondientes a préstamos otorgados por el Banco Nación Argentina, denominados en pesos, de los cuales 424 devengan tasa fija de 15% hasta diciembre de 2015 y luego tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos y 502 devengan tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos con un tope de la tasa activa de la cartera general del Banco Nación. Ver adicionalmente Nota 6.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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

(en millones)		Valor registrado									
Emisión						31 de marzo de 2014		31 de diciembre de 2013			
Mes	Año	Valor Nominal	Clase	Tasa de Interés ⁽⁴⁾	Vencimiento del Capital	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente		
- YPF:											
-	1998	US\$ 100	^{(1) (7) (3)}	-	Fija	10,00%	2028	652	30	534	10
Septiembre	2012	\$ 200	^{(2) (7)}	Clase VII	-	-	-	-	-	-	202
Septiembre	2012	\$ 1200	^{(2) (5) (7)}	Clase VIII	Variable BADLAR más 4%	22,73%	2015	400	816	800	413
Octubre	2012	US\$ 130	^{(2) (6) (7)}	Clase IX	Fija	5,00%	2014	-	1.042	-	853
Octubre y Diciembre	2012	US\$ 552	^{(2) (5) (6) (7)}	Clase X	Fija	6,25%	2016	4.387	54	3.587	45
Noviembre y Diciembre	2012	\$ 2.110	^{(2) (5) (7)}	Clase XI	Variable BADLAR más 4,25%	22,48%	2017	2.110	67	2.110	64
Diciembre y Marzo	2012/3	\$ 2.828	^{(2) (5) (7)}	Clase XIII	Variable BADLAR más 4,75%	23,60%	2018	2.828	26	2.828	22
Marzo	2013	\$ 300	^{(2) (7)}	Clase XIV	Fija	-	-	-	-	-	304
Marzo	2013	US\$ 230	^{(2) (6) (7)}	Clase XV	Fija	2,50%	2014	-	1.767	-	1.497
Mayo	2013	\$ 300	^{(2) (7)}	Clase XVI	Fija	19,00%	2014	-	303	-	303
Abril	2013	\$ 2.250	^{(2) (5) (7)}	Clase XVII	Variable BADLAR más 2,25%	21,46%	2020	2.250	102	2.250	83
Abril	2013	US\$ 61	^{(2) (6) (7)}	Clase XVIII	Fija	0,10%	2015	485	-	397	-
Abril	2013	US\$ 89	^{(2) (6) (7)}	Clase XIX	Fija	1,29%	2017	708	2	579	1
Junio	2013	\$ 1.265	^{(2) (5) (7)}	Clase XX	Variable BADLAR más 2,25%	21,00%	2020	1.265	12	1.265	10
Julio	2013	\$ 100	^{(2) (7)}	Clase XXI	Fija	19,00%	2014	-	101	-	101
Julio	2013	US\$ 92	^{(2) (6)}	Clase XXII	Fija	3,50%	2020	624	55	510	89
Octubre	2013	US\$ 150	⁽²⁾	Clase XXIV	Variable LIBOR más 7,50%	7,74%	2018	983	221	860	125
Octubre	2013	\$ 300	⁽²⁾	Clase XXV	Variable BADLAR más 3,24%	22,45%	2015	300	15	300	13
Diciembre	2013	US\$ 500	⁽²⁾	Clase XXVI	Fija	8,88%	2018	3.976	99	3.251	10
Diciembre	2013	\$ 150	⁽²⁾	Clase XXVII	Variable ⁽⁸⁾	24,00%	2014	-	151	-	151
Marzo	2014	\$ 500	⁽²⁾	Clase XXIX	Variable BADLAR	26,25%	2020	500	9	-	-
Marzo	2014	\$ 379	⁽²⁾	Clase XXX	Variable BADLAR más 3,50%	29,06%	2015	379	6	-	-
- MetroGAS:											
Enero	2013	US\$ 163		Serie A-L	Fija	8,875%	2018	1.042	31	840	-
Enero	2013	US\$ 16		Serie A-U	Fija	8,875%	2018	107	2	91	-
- GASA:											
Marzo	2013	US\$ 51		Serie A-L	Fija	8,875%	2015	343	-	262	-
Marzo	2013	US\$ 1		Serie A-U	Fija	8,875%	2015	12	-	10	-
						23.351	4.911	20.474	4.296		

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

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

(3) La Sociedad ha otorgado a ciertos tenedores de la presente emisión de obligaciones negociables una opción de venta ("put") de dichos títulos a su valor nominal, por un monto de hasta aproximadamente 543, la cual puede ser ejercida entre los años 2020 y 2028.

(4) Tasa de interés vigente al 31 de marzo de 2014.

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

– Obligaciones negociables de YPF

La Asamblea General de Accionistas celebrada el 8 de enero de 2008, aprobó un programa de emisión de Obligaciones Negociables por un monto de hasta US\$ 1.000 millones. Con posterioridad a la fecha antes mencionada, el monto del programa fue ampliado mediante aprobación de las correspondientes asambleas de accionistas, totalizando actualmente dicha aprobación un monto nominal máximo en circulación de US\$ 5.000 millones, o su equivalente en otras monedas. Los fondos provenientes de dicho Programa podrán tener como destino cualquiera de las alternativas previstas en el artículo 3 de la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus normas complementarias.

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

• MetroGas:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

- GASA:

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

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

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

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

2.j) Provisiones:

	Provisiones para pensiones		Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al 31 de diciembre de 2013	168	22	5.020	159	764	926	13.220	289
Aumentos con cargos a resultados	2	-	274	3	37	-	313	-
Aplicaciones con cargos a resultados	-	-	(10)	(14)	-	-	-	-
Aumentos por adquisición de subsidiaria	-	-	26	-	21	2	724	14
Cancelaciones por pago/utilización	-	(3)	(10)	(532)	-	(108)	(40)	(51)
Diferencias de conversión	33	8	678	16	123	60	1.589	38
Aumento por adquisición de participación en UTEs	-	-	-	-	-	-	364	101
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	(538)	538	(37)	37	-	-
Saldo al 31 de marzo de 2014	203	27	5.440	170	908⁽¹⁾	917⁽²⁾	16.170	391

	Provisiones para pensiones		Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al 31 de diciembre de 2012	136	16	2.892	122	677	489	6.958	193
Aumentos con cargos a resultados	1	-	248	4	4	-	170	-
Aplicaciones con cargos a resultados	-	-	(6)	(5)	-	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(3)	-	(16)	-	(80)	-	(23)
Diferencias de conversión	6	1	70	1	18	6	161	6
Reclasificaciones y otros movimientos	(3)	3	(43)	43	(72)	72	(23)	23
Saldo al 31 de marzo de 2013	140	17	3.161	149	627⁽¹⁾	487⁽²⁾	7.266	199

(1) Incluye 667 y 430 de provisiones medioambientales de YPF Holdings Inc. 31 de marzo de 2014 y 2013, respectivamente.

(2) Incluye 328 y 151 de provisiones medioambientales de YPF Holdings Inc. al 31 de marzo de 2014 y 2013, respectivamente.

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

Por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013

Ingresos ordinarios

	2014	2013
Ventas ⁽¹⁾	31.852	19.265
Ingresos por contratos de construcción	6	70
Impuesto a los ingresos brutos	(1.194)	(701)
	30.664	18.634

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Costo de ventas

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Existencia al inicio	9.881	6.922
Compras	7.853	5.077
Costos de producción	14.783	8.938
Diferencia de conversión	2.089	265
Existencia final	<u>(11.590)</u>	<u>(7.264)</u>
Costo de ventas	<u><u>23.016</u></u>	<u><u>13.938</u></u>

Gastos

	<u>2014</u>				<u>2013</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>
Sueldos y cargas sociales	1.280	312 ⁽²⁾	188	34	1.814	1.249
Honorarios y retribuciones por servicios	175	212 ⁽²⁾	48	2	437	272
Otros gastos de personal	357	47	16	7	427	286
Impuestos, tasas y contribuciones	441	33	857	1	1.332 ⁽¹⁾	657 ⁽¹⁾
Regalías, servidumbres y cánones	2.032	-	4	5	2.041	1.273
Seguros	122	6	12	-	140	64
Alquileres de inmuebles y equipos	579	5	67	-	651	426
Gastos de estudio	-	-	-	43	43	7
Depreciación de bienes de uso	3.743	53	107	-	3.903	2.168
Amortización de activos intangibles	34	33	4	2	73	41
Materiales y útiles de consumo	672	9	41	1	723	466
Contrataciones de obra y otros servicios	1.744	13	99	1	1.857	739
Conservación, reparación y mantenimiento	2.178	35	40	3	2.256	1.513
Compromisos contractuales	23	-	-	-	23	43
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	68	68	21
Transporte, productos y cargas	942	2	591	-	1.535	1.109
Provisión para deudores por ventas y otros créditos de cobro dudoso	-	-	3	-	3	5
Gastos de publicidad y propaganda	10	37	34	-	81	30
Combustibles, gas, energía y otros	451	20	93	30	594	675
Total 2014	<u>14.783</u>	<u>817</u>	<u>2.204</u>	<u>197</u>	<u>18.001</u>	
Total 2013	<u>8.938</u>	<u>549</u>	<u>1.481</u>	<u>76</u>		<u>11.044</u>

(1) Incluye aproximadamente 484 y 299 correspondientes a retenciones a las exportaciones por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013, respectivamente.

(2) Incluye 25 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 30 de abril del 2014, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de YPF resolvió aprobar como honorario a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2014 la suma de aproximadamente 123.

El gasto reconocido en los estados de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo durante los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013 ascendió a 30 y 10, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

3. PROVISIONES PARA JUICIOS, RECLAMOS Y PASIVOS AMBIENTALES

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

Al 31 de marzo 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 5.610. Los juicios pendientes y contingencias más significativas provisionados se describen en los próximos párrafos.

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

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

Los juicios pendientes y contingencias más significativas provisionados se describen en los próximos párrafos.

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

Entre ellos, AES Uruguiana Emprendimientos S.A. ("AESU") el 25 de junio de 2008 procedió a liquidar la suma de US\$ 28,1 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural ("DOP") desde el 16 de septiembre del 2007 hasta el 25 de junio del 2008, habiendo liquidado luego la suma de US\$ 2,7 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 18 de enero de 2006 hasta el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas liquidaciones. Por nota de fecha 15 de septiembre de 2008, AESU notificó a YPF que suspendía el cumplimiento de sus obligaciones alegando morosidad e incumplimientos por parte de YPF, lo cual fue rechazado integralmente por YPF. Con fecha 4 de diciembre de 2008, YPF notificó que, levantada la fuerza mayor imperante, de acuerdo con los términos del contrato vigente, procedería a suspender su obligación de entrega de gas natural ante los reiterados incumplimientos de AESU, lo cual fue asimismo rechazado. Con fecha 30 de diciembre de 2008, AESU rechazó el derecho de YPF de suspender las entregas de gas natural. El 20 de marzo de 2009 AESU notificó formalmente la declaración de rescisión del contrato. El 6 de abril de 2009 YPF promovió ante la Cámara de Comercio Internacional ("CCI") un arbitraje contra AESU, Companhia do Gas do Estado do Rio Grande do Sul ("Sulgás") y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. ("TGM"). En la misma fecha YPF fue notificada por la CCI del arbitraje promovido por AESU y Sulgás contra YPF por el que reclama, entre otros conceptos que YPF considera improcedentes, lucro cesante, gastos de desmantelamiento de la planta de AESU y el pago de los montos por penalidades por no entrega de gas natural antes mencionados todo lo cual totaliza aproximadamente US\$ 1.057 millones.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

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

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 se conceda el recurso de queja, se conceda una medida cautelar de no innovar para evitar se impulse el procedimiento arbitral hasta tanto se resuelva el recurso de queja y de nulidad interpuesto por YPF. Con fecha 10 de enero de 2014 se ha recibido la demanda de daños presentada por AESU ante el Tribunal Arbitral por la suma total de US\$ 815,5 millones y la demanda de daños presentada por TGM ante el Tribunal Arbitral por las suma de US\$ 362,6 millones. En fecha 25 de abril de 2014, YPF contestó dichas demandas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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

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

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

Adicionalmente, Nación Fideicomisos S.A. (NAFISA), había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos aplicables al transporte a Uruguaiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 por dichos cargos. Se contestó la demanda con fecha 8 de febrero de 2012, planteando la conexidad con el juicio "TGN c/YPF", la incompetencia del ENARGAS para entender en este planteo, la acumulación en el juicio "TGN c/YPF" y rechazando el reclamo fundado en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte. En esta misma fecha, se presentó también en el juicio "TGN c/YPF" similar solicitud de acumulación. El 12 de abril de 2012, ENARGAS resolvió a favor de NAFISA. Con fecha 12 de mayo de 2012 YPF recurrió dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. Con fecha 11 de noviembre de 2013, dicha Cámara rechazó el recurso directo interpuesto por YPF. A su vez, con fecha 19 de noviembre de 2013, YPF interpuso el Recurso Ordinario ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación y con fecha 27 de noviembre se interpuso el Recurso Extraordinario, también ante la Corte Suprema. De acuerdo a la estimación de la Gerencia de YPF, los reclamos mencionados no tendrán un efecto adverso significativo sobre los resultados futuros.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Los costos por penalidades contractuales derivadas de la falta de entrega de gas natural al 31 de marzo 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 YPF posee en La Plata, existen ciertos reclamos de compensación de daños y perjuicios originados en la supuesta contaminación ambiental producida por la operación de la refinería y la remediación ambiental de los canales adyacentes a dicha refinería. Durante 2006, YPF efectuó una presentación ante la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires mediante la cual propicia efectuar un estudio de caracterización de los riesgos asociados a la contaminación mencionada. Tal como se ha mencionado anteriormente, YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y Decreto N° 546/1993. Asimismo, existen ciertos reclamos que podrían determinar la realización de inversiones adicionales vinculadas a la operación de la Refinería La Plata.

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

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

Otros reclamos y pasivos ambientales:

Con relación a las obligaciones ambientales, y en adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, que al 31 de marzo de 2014 ascienden a 16.561, se han provisionado 1.825

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

correspondientes a las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual de la Sociedad. Tal como se menciona previamente, cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una reevaluación de esas estimaciones. La Sociedad no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

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

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

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

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

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

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

Newark, New Jersey. Un acuerdo homologado, previamente acordado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (“EPA”), el Departamento de Protección Ambiental y Energía de New Jersey (“DEP”) y Occidental, como sucesora de Chemicals, fue emitido en 1990 por el Tribunal del Distrito de New Jersey de los Estados Unidos de América. Dicho acuerdo requiere la implementación de un plan de remediación en la antigua planta de agroquímicos de Chemicals en Newark, New Jersey. El plan de remediación provisional ha sido completado y fue pagado por TS. Este proyecto está en su fase de operación y mantenimiento. YPF Holdings Inc. ha provisionado aproximadamente 116 correspondientes a los costos necesarios para continuar con la operación y mantenimiento de dicha remediación.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Río Passaic, New Jersey. Maxus, cumpliendo con la obligación contractual de actuar en nombre de Occidental, negoció un acuerdo con la EPA (el "AOC 1994") conforme al cual TS ha realizado pruebas y estudios cerca del emplazamiento de la planta de Newark, adyacente al Río Passaic. Si bien aún quedan pendientes ciertas tareas, los trabajos correspondientes al AOC 1994 fueron subsumidos casi en su totalidad por los estudios de remediación y factibilidad ("RIFS") financiados y llevados a cabo por TS y otras compañías en la porción inferior del Río Passaic a raíz de un acuerdo administrativo del año 2007 (el "AOC 2007"). Los participantes del AOC 2007 están discutiendo la posibilidad de llevar a cabo trabajos adicionales con la EPA. Las compañías que han aceptado aportar fondos para los RIFS negociaron entre ellas una distribución interina de los costos en función de ciertas consideraciones. Este grupo se autodenomina "PGC – Partes del Grupo de Cooperación". El AOC 2007 está siendo coordinado en un esfuerzo cooperativo federal, estatal, local y del sector privado llamado Proyecto de Restauración de los tramos inferiores del Río Passaic ("PRRP"). Al 31 de marzo de 2014, unas 70 entidades (incluida TS) han acordado participar en RIFS propuestos en relación con el PRRP. El 29 de mayo de 2012, Occidental, Maxus y TS se retiraron del PGC bajo protesta y reservando todos sus derechos. Una descripción de las circunstancias de tal acción se encuentra más bajo en el párrafo titulado "Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción." Sin embargo, Occidental continúa siendo una parte firmante del AOC 2007 y su retiro del PGC no cambia sus obligaciones bajo ese AOC.

La EPA en sus conclusiones respecto del AOC 2007 (que modificó el AOC 1994) indicó que las descargas del emisario subacuático son una fuente activa de sustancias peligrosas en los tramos inferiores del Río Passaic bajo estudio. Con motivo de esto, durante el primer semestre de 2011, Maxus y TS, actuando en nombre de Occidental, firmaron con la EPA un acuerdo administrativo (el "CSO AOC"), el cual es efectivo a partir de Septiembre 2011. Además de establecer la implementación de estudios del emisario subacuático en el Río Passaic, el CSO AOC confirma que no quedan obligaciones pendientes bajo el AOC 1994. TS estima que el costo total de implementar el CSO AOC es de aproximadamente US\$ 5 millones, y que tomará aproximadamente 2 años en ser terminado.

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

En 2004, la EPA y Occidental firmaron una Orden Administrativa de Consentimiento (la "AOC 2004"), mediante la cual TS (en representación de Occidental) acordó realizar estudios y pruebas para identificar el sedimento y la flora y fauna contaminada y evaluar alternativas de remediación en la Bahía de Newark y parte de los ríos Hackensack, Arthur Kill y Kill van Kull. La propuesta de plan de trabajo inicial, que incluía la toma de muestras de la Bahía de Newark, ha sido completada de manera sustancial. La discusión con la EPA para determinar si corresponden realizar trabajos adicionales no se encuentra resuelta. La EPA ha emitido cartas de notificación general a otras compañías en relación con la contaminación de la Bahía de Newark y los trabajos que están siendo efectuados por TS en el marco de la AOC 2004. TS pretende que, para la tercera fase de los RIFS efectuados en la Bahía de Newark, los costos de los mismos sean asignados a las partes sobre bases per 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

encuentra entablando discusiones con la EPA relacionadas con el objeto de la directiva y (b) los destinatarios no están obligados a responder la directiva hasta no ser notificados.

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

Durante el mes de junio de 2008, la EPA, Occidental y TS han firmado una Orden Administrativa de Consentimiento (el "Acuerdo de Remoción de 2008") mediante la cual TS, actuando en nombre de Occidental, se comprometió a realizar acciones de remoción de sedimentos del río Passaic en las cercanías de la antigua planta de Diamond Alkali. La tarea antes mencionada comprende la remoción de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimentos, a través de dos fases. La primera fase se inició en julio 2011, comprende acciones sobre aproximadamente 40.000 yardas cúbicas (30.600 metros cúbicos) de sedimento, y fue sustancialmente completada en el cuarto trimestre de 2012. La EPA realizó una inspección del sitio durante enero de 2013, y TS recibió la confirmación escrita de la finalización en marzo de 2013. La segunda fase comprende la remoción de aproximadamente 160.000 yardas cúbicas (122.400 metros cúbicos) de sedimento, cuyo plazo de cumplimiento comenzará luego de acordados con la EPA ciertos aspectos vinculados al desarrollo de la misma. En virtud del Acuerdo de Remoción de 2008, la EPA ha requerido la constitución de garantías financieras para la ejecución de los trabajos de remoción, las cuales podrían incrementarse o disminuir en el tiempo, si el costo previsto para los trabajos de remoción se modifica. Al llevar a cabo las tareas de remoción de sedimentos, se removerán contaminantes que podrían provenir de fuentes distintas a la antigua planta de Diamond Alkali.

Adicionalmente, en junio de 2007, la EPA dio a conocer el borrador del estudio de factibilidad (el "FFS"). El FFS resume diversas acciones alternativas de remediación en las 8 millas del tramo inferior del río Passaic, comprendiendo desde no realizar acción alguna, lo cual no implicaría costos significativos, hasta un extensivo dragado y otras actividades de remediación en el tramo inferior del río, que de acuerdo a dicho borrador, la EPA estimó que podría costar entre US\$ 900 millones y US\$ 2.300 millones, y son descriptas por la EPA como tecnologías probadas que podrían ser desarrolladas en el corto plazo, sin necesidad de investigaciones extensivas. Así como otras partes interesadas, TS en conjunto con las demás partes del PGC han presentado a la EPA sus comentarios respecto de los defectos técnicos y legales del borrador del FFS. El 18 de septiembre de 2012, en una reunión del Grupo Asesor Comunitario ("CAG"), la EPA describió las alternativas analizadas en el FFS, y se ofrecerían cuatro alternativas: (i) no realizar acción alguna (costo: US\$ 8,6 millones), (ii) dragado profundo de 9,6 millones de yardas cúbicas por más de 11 años (costo: de US\$ 1.300 millones a US\$ 3.400 millones, dependiendo de si el sedimento dragado es desechado en una instalación acuática de disposición contenida en el suelo de la bahía de Newark ("CAD") o en una instalación de eliminación fuera del sitio), (iii) tapado y dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas por más de 6 años (costo estimado: de US\$ 1.000 millones a US\$ 1.900 millones, dependiendo de si hay una "CAD" o una instalación de eliminación fuera del sitio; y (iv) tapado focalizado con dragado de 0,9 millones de yardas cúbicas por más de 3 años (la alternativa propuesta por el PGC). La EPA indicó que había descartado la alternativa (iv) y que actualmente es partidaria de la alternativa (iii).

El 11 de abril de 2014, la EPA publicó el FFS final. De la gama de medidas potenciales que se discuten en el FFS, la EPA propuso como su medida preferida para esta área la selección de un dragado de orilla-a-orilla, para quitar 4,3 millones de yardas cúbicas de sedimentos contaminados, que serían, luego, deshidratados localmente y transportados por ferrocarril para su incineración o eliminación en vertederos fuera del sitio. Una tapa de ingeniería (una barrera física construida principalmente de arena y piedra) sería colocada después sobre la zona de dragado orilla-a-orilla para proteger contra la erosión y otras alteraciones físicas. A través de la emisión de su FFS, la EPA estima el costo de la medida preferida para las 8 millas inferiores del Río Passaic en US\$ 1.731.000.000 (valor presente calculado con una tasa de descuento del 7%).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

El FFS y la gama de medidas potenciales ahora están sujetas a una etapa de comentario público y respuesta por la agencia antes de que la EPA tome su decisión final acerca de la medida correctiva para esta área en un Informe de Decisión, que probablemente sería publicado durante 2015.

En base a la información que a la fecha de emisión de los presentes estados contables dispone la Sociedad, considerando asimismo la propuesta final, los resultados de los descubrimientos y/o pruebas a producirse, las diversas partes involucradas en el mismo y consecuentemente la potencial distribución de los costos de remoción, y la opinión de los asesores legales externos, no es posible estimar razonablemente una pérdida o rango de la pérdida de estas cuestiones mencionadas, por lo que YPF Holdings no ha contabilizado una provisión por esta cuestión.

De conformidad con la AOC 2007, las 17 millas del tramo inferior del Río Passaic, desde su confluencia con la Bahía Newark hasta la Represa Dundee, serán objeto del Estudio de factibilidad / Investigación de remediación cuya realización se anticipa para 2015, luego de que la EPA seleccione una medida de remediación y la ponga a consideración del público.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

En julio y agosto de 2011, el juez resolvió que se encuentra probada la descarga de sustancias contaminantes por parte de Chemicals aunque reconoció que no puede haber imputación de responsabilidad si no se demuestra el nexo causal entre las descargas y el daño alegado. Adicionalmente, estableció que TS tiene la responsabilidad ante el Estado bajo la ley de descargas basado ello meramente en la posesión actual del sitio donde se realizaban descargas (Lister Avenue), y que Maxus tiene una obligación en virtud del acuerdo de compra de 1986 de indemnizar a Occidental de cualquier responsabilidad dentro del ámbito de la ley de descargas por contaminantes que se vertieron en el sitio mencionado precedentemente. En noviembre 2011 el juez a cargo pidió y celebró una conferencia de conciliación entre el Estado de New Jersey, por una parte, y Repsol, YPF y Maxus, en la otra para discutir las posiciones respectivas, pero la misma no arribó a un consenso.

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

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

El 21 de septiembre de 2012, el juez Lombardi (juez de la causa) hizo lugar a la petición de la Administración de que se dicte una orden de presentar fundamentación jurídica para suspender todas las acciones contra terceros demandados que hayan suscripto con la Administración la Carta de intención (MOU, por sus siglas en inglés), con el fin de celebrar acuerdos respecto de los reclamos presentados en su contra. Actualmente la Administración y los terceros involucrados se encuentran negociando los términos de los potenciales acuerdos, los cuales no han sido revelados a terceras partes.

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

Al 31 de marzo de 2014, el DEP no ha presentado ante la Corte montos en sus reclamos, pero: (a) sostuvo que un tope de US\$ 50 millones en daños y perjuicios en virtud de una de las leyes de New Jersey no deberían ser aplicables; (b) alegó que se ha incurrido en aproximadamente US\$ 118 millones en el pasado en costos de limpieza y remoción, (c) está buscando una compensación adicional de entre US\$ 10 y US\$ 20 millones para financiar un estudio para evaluar los daños de los recursos naturales, (d) notificó a Maxus y TS respecto a que el DEP se encuentra preparando modelos financieros de costos y de otros impactos económicos y (e) está pidiendo reembolso de los honorarios de sus abogados externos.

Durante el último trimestre de 2012 y el primer trimestre de 2013, YPF, YPF Holdings, Maxus y Tierra, junto con ciertas terceras partes demandadas en el litigio, iniciaron un proceso de mediación y negociación con el objetivo

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

Al 31 de marzo de 2014, se ha provisionado un importe total de 467, el cual comprende el costo de estudios, la estimación más razonable de las erogaciones en las que YPF Holdings Inc. podría incurrir en actividades de remediación, teniendo en cuenta los estudios realizados por TS, y los costos estimados correspondientes al Acuerdo de Remoción de 2008, como asimismo otros asuntos relacionados al río Passaic y a la Bahía de Newark, incluyendo cuestiones legales asociadas. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación adicionales o distintas a las consideradas, pudieran ser requeridos. Adicionalmente, el desarrollo de nueva información, la imposición de penalidades o acciones de remediación o el resultado de negociaciones vinculadas a los asuntos mencionados que difieran de los escenarios evaluados por YPF Holdings podrían resultar en la necesidad de incurrir por parte de dicha sociedad en costos adicionales superiores a los actualmente provisionados.

Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción: En febrero de 2012, la EPA presentó a las Partes del Grupo de Cooperación (PGC) una propuesta de Acuerdo administrativo y orden de consentimiento (la AOC RM 10,9) para realizar una Acción de remoción y Estudios piloto destinados a reducir los altos niveles de contaminación de 2, 3, 7, 8-TCDD, PCB, mercurio y otros contaminantes de importancia en las proximidades de la milla 10,9 del Río Passaic (RM 10,9), que comprende una formación de sedimentos ("senegal") de aproximadamente 8,9 acres. En relación con la AOC RM 10,9, la EPA ordenó al PGC proceder a la remoción de aproximadamente 16.000 yardas cúbicas de sedimentos y realizar estudios piloto a pequeña escala con el fin de evaluar diferentes tecnologías ex situ de descontaminación y reutilización beneficiosa, nuevas tecnologías de relleno y técnicas de estabilización in situ, para posibilitar su consideración y posible inclusión en la acción de remoción a ser evaluada en la AOC 2007 y en los Estudios de factibilidad focalizados (FFS, por sus siglas en inglés); técnicas y tecnologías por cualquiera de las cuales se podría optar en uno o más de los instrumentos de decisión subsiguientes. Occidental se negó a suscribir dicha AOC y formalizó su renuncia al PGC, efectiva desde el 29 de mayo de 2012, bajo protesta y mediante reserva de derechos. El 18 de junio de 2012, la EPA anunció la celebración de la AOC para la RM 10,9 con 70 integrantes del PGC. Este documento establecía, entre otros requisitos, la obligación de proporcionar a la EPA una garantía financiera por el cumplimiento de los trabajos, establecida en la suma de US\$ 20 millones. Occidental notificó a la EPA y al PGC su intención de cumplir con dicha orden el 23 de julio de 2012, a lo que siguió su ofrecimiento de buena fe de facilitar la utilización de sus instalaciones de escurrimiento, de fecha 27 de julio de 2012. El 10 de agosto de 2012, el PGC

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

rechazó el ofrecimiento de buena fe de Occidental y, el 7 de septiembre de 2012, el PGC anunció que tenía planes alternativos para la manipulación de los sedimentos que serían excavados en la RM 10,9; por lo que no sería necesaria la utilización de las instalaciones de escurrimiento existentes. Mediante carta del 26 de septiembre de 2012, la EPA señaló a Occidental la necesidad de analizar otras opciones para que Occidental participe y coopere en la acción de remoción de la RM 10,9, según lo dispuesto por la Orden administrativa unilateral. El 18 de septiembre de 2012, la EPA sugirió al PGC del Río Passaic (CAG, por sus siglas en inglés) que los estudios a pequeña escala de las tecnologías de tratamiento no reducían las concentraciones de químicos de modo suficiente para justificar su costo, por lo que los sedimentos de la RM 10,9 debían ser removidos fuera del sitio para su eliminación. El plazo para la presentación de la garantía financiera se ha extendido al 14 de marzo de 2014. Sobre la base de la información disponible para la Sociedad a la fecha de emisión de los presentes estados contables; en consideración de los resultados de los estudios y de la etapa de prueba; así como de la potencial responsabilidad de las demás partes involucradas en esta cuestión y la posible asignación de los costos de remoción; y considerando la opinión de nuestros asesores legales externos e internos, no es posible estimar razonablemente la pérdida o el rango de pérdidas que puedan derivar de estas cuestiones pendientes. En consecuencia, no se ha contabilizado provisión alguna respecto de estos reclamos.

Condado de Hudson, New Jersey: Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. De acuerdo con el DEP, los residuos provenientes de las operaciones de procesamiento de este mineral fueron utilizados como material de relleno en diversos emplazamientos próximos al Condado de Hudson. El DEP identificó más de 200 lugares en los condados de Hudson y Essex que supuestamente contienen residuos provenientes de las operaciones de procesamiento de cromato ferroso en la planta de Kearny, o de plantas operadas por otros dos productores de cromo.

El DEP, TS y Occidental, como sucesor de Chemicals, firmaron un acuerdo en 1990 para la investigación y realización de trabajos de saneamiento en 40 emplazamientos de residuos minerales de cromato ferroso en los condados de Hudson y Essex, en teoría afectados por las operaciones de planta de Kearny.

TS, en representación de Occidental, actualmente está realizando los trabajos y soportando financieramente la parte correspondiente a Occidental de investigación y remediación de estos sitios. A su vez se ha proporcionado una garantía financiera por un monto de US\$ 20 millones para la ejecución del trabajo. El costo final de los trabajos de saneamiento no puede ser determinado. TS entregó el informe de su investigación sobre saneamiento y estudio de factibilidad al DEP en el año 2001 y actualmente el DEP continúa revisándolo.

Adicionalmente, en mayo de 2005, el DEP determinó dos acciones en relación con los emplazamientos de residuos de minerales de cromato ferroso en los condados de Hudson y de Essex. En primer lugar, emitió una directiva dirigida a Maxus, Occidental y a otros dos productores de cromo estableciendo su responsabilidad en el saneamiento del residuo del mineral de cromo en tres sitios ubicados en la ciudad de New Jersey y en la realización de un estudio por medio del pago al DEP de un total aproximado de US\$ 20 millones. Si bien YPF Holdings Inc. considera que Maxus ha sido incluido incorrectamente en el mencionado requerimiento, y que existe poca o ninguna evidencia de que los residuos de mineral de cromo generados por Chemicals hayan sido enviados a alguno de esos sitios, el DEP considera a estas compañías como solidariamente responsables, sin admitir prueba en contrario. En segundo lugar, el Estado de New Jersey demandó a Occidental y a otras dos compañías reclamando, entre otras cosas, el saneamiento de varios sitios en donde se presume se ubican residuos del procesamiento de cromato ferroso, el recupero de los costos incurridos por el Estado de New Jersey para la recuperación de esos lugares (incluyendo más de US\$ 2 millones para cubrir los gastos supuestamente incurridos para estudios e investigaciones) y daños con respecto a ciertos costos incurridos en 18 sitios. El DEP reclama que los demandados sean solidariamente responsables, sin admitir prueba en contrario, para la reparación de la mayoría de los daños alegados. En febrero de 2008, las partes llegaron a un principio de acuerdo, en virtud del cual TS, en nombre de Occidental, acordó pagar US\$ 5 millones y llevar a cabo tareas de remediación en tres sitios, con un costo de US\$ 2 millones aproximadamente. Este acuerdo en principio fue plasmado en un borrador de Fallo Consensuado entre el DEP, Occidental y dos empresas más, el cual fue publicado en el boletín oficial de New Jersey en junio de 2011 y es efectivo a partir de septiembre de 2011. De conformidad con el acuerdo, el pago de los US\$ 5 millones fue realizado en octubre de 2011 y el esquema de remediación de los tres sitios adicionalmente a los sitios remanentes de cromo bajo el AOC de Kearny (aproximadamente 28 sitios) por un período de 10 años fue entregado al DEP recientemente. El DEP

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

indicó que no podía aprobar un término de diez años, por lo tanto se presentó una versión revisada del plan de ocho años que fue aprobado por el DEP el 24 de marzo de 2013.

En noviembre de 2005, diversos grupos ambientalistas intimaron a los propietarios de las proximidades de la planta de Kearny, incluyendo entre otros a TS, invocando la Ley de Conservación y Recupero de Recursos. El propósito de este recurso, en caso de ser presentado, sería el de requerir a las partes notificadas llevar a cabo medidas para combatir los efectos perjudiciales a la salud y al ambiente que provienen de las proximidades de dicha planta. Las partes han llegado a un acuerdo que considera los reclamos de los grupos ambientalistas, los cuales han decidido no presentar demanda. Finalizado el plazo del acuerdo original, las partes suscribieron un nuevo acuerdo para mantener el statu quo, efectivo a partir del 7 de marzo de 2013.

En marzo de 2008, el DEP aprobó un plan provisorio para los trabajos que lleve a cabo TS en el emplazamiento de la planta de Kearny, y TS en conjunto con otras partes, en las proximidades de la planta de Kearny. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, los trabajos del plan provisorio han comenzado. Esta propiedad adyacente fue incluida por la EPA dentro de la lista de Prioridades Nacionales en 2007. En julio de 2010, la EPA notificó a TS y otras tres partes que las considera potencialmente responsables por esta propiedad adyacente, y solicitó la ejecución de RIFS para este emplazamiento. Las partes han acordado coordinar los esfuerzos de remediación, conformando el “Grupo de Restauración de la Península” o “GRP”. En el último trimestre de 2011, el GRP llegó a un principio de acuerdo con una nueva parte, por lo cual podría incorporarse al GRP. El GRP está en negociaciones activas con la EPA por un RIFS AOC con relación al sitio de la Compañía “Standard Chlorine Chemical Company”, el cual fue firmado conjuntamente con otras tres partes potencialmente responsables durante el mes de mayo de 2013. Los trabajos in-situ comenzaron durante el cuarto trimestre de 2013, una vez que la EPA otorgó la aprobación del plan de trabajo correspondiente.

En el segundo semestre de 2006, conforme a un pedido del DEP, el GRP ha llevado a cabo pruebas de sedimentos en una parte del río Hackensack, cerca de la mencionada planta de Kearny. El reporte de esos resultados fue presentado al DEP. El GRP presentó un plan de trabajo para llevar a cabo pruebas adicionales solicitadas por el DEP, en enero 2009. En marzo de 2012, el GRP recibió una carta de Aviso de Deficiencia (“NOD”) por parte del DEP en la cual busca expandir el alcance del trabajo que será requerido en el río Hackensack bajo el plan de trabajo para incorporar locaciones adicionales de muestreo. No obstante el GRP considera que es necesario investigar y prevenir descargas de cromo en el río desde ciertos sitios, el GRP sostiene que no tiene obligación bajo el AOC de investigar la contaminación por cromo en el río. Las negociaciones entre el GRP y el DEP están en curso.

Al 31 de marzo de 2014, se encuentran provisionados aproximadamente 136 en relación con los temas de cromato ferroso previamente mencionados. El estudio de los niveles de cromo en el suelo aún no ha finalizado y el DEP continúa revisando las acciones propuestas. El costo de sanear estos sitios puede incrementarse dependiendo de la finalización de los estudios, de la respuesta del DEP a los reportes de TS y de nuevos descubrimientos.

Painesville, Ohio: En relación con la operación hasta 1976 de una planta de procesamiento de cromato ferroso por parte de Chemicals (la “Planta de Cromo”), la Agencia de Protección Ambiental de Ohio (la “OEPA”) ordenó la ejecución de RIFS en el área de la antigua planta de Painesville. La OEPA dividió el área en 20 unidades operativas, incluyendo algunas unidades relativas a las aguas subterráneas. TS ha acordado participar en los RIFS como ha sido requerido por la OEPA. TS entregó a la OEPA un informe sobre la investigación ambiental de toda la planta, finalizado en el año 2003, y entregará los estudios de factibilidad requeridos separadamente. Adicionalmente, la OEPA aprobó ciertos trabajos, incluyendo la remediación de algunas de las unidades operativas, así como trabajos asociados con los planes de desarrollo que se discuten a continuación (los “Trabajos de remediación”). Los mencionados trabajos han comenzado. En la medida que la OEPA apruebe proyectos adicionales de investigación, remediación u operación y mantenimiento para cada una de las unidades operativas relacionadas con el emplazamiento de la antigua planta de Painesville, será necesario provisionar montos adicionales.

Hace más de quince años, el emplazamiento de la ex planta de Painesville fue propuesto para ser incluido en la lista de prioridades nacionales conforme a la Ley Integral de Responsabilidad, Compensación y Respuesta Ambiental de 1980, y modificatorias (“CERCLA”); sin embargo, la EPA ha manifestado que no se incluirá el

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

emplazamiento en la lista en caso de cumplirse satisfactoriamente la Orden de los Directores y los programas de la OEPA. A la fecha, aún no ha sido incluido en la lista. Al 31 de marzo de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado un monto total de 141. correspondiente a su participación estimada en los costos de realización de los RIFS, el trabajo de remediación y otras operaciones y actividades de mantenimiento en este emplazamiento. A la fecha, no puede determinarse el alcance y naturaleza de otras investigaciones o saneamientos que pudieran ser requeridos; no obstante, con el avance de los RIFS, YPF Holdings Inc. evaluará continuamente el estado del emplazamiento de la planta de Painesville y efectuará todas las modificaciones requeridas, incluyendo aumentos de la provisión que puedan ser necesarios.

Otros emplazamientos: Conforme a lo acordado con la autoridad del Puerto de Houston y otras partes, TS y Maxus están trabajando (en representación de Chemicals) en la remediación de la propiedad lindera a Greens Bayou que anteriormente había pertenecido a Chemicals y en la cual se producía DDT y otros químicos. Además, en 2007 las partes arribaron a un acuerdo con los fiduciarios federales y estatales de los recursos naturales para llegar a un arreglo en conexión con reclamos por daños a recursos naturales. En 2008 se aprobó la evaluación definitiva de los daños, así como el plan de remediación y evaluación ambiental, especificando los planes de remediación a ser aplicados. Durante el primer semestre de 2011, TS negoció en nombre de Occidental un borrador de entendimiento con organismos gubernamentales de los Estados Unidos y del Estado de Texas, identificando daños a los recursos naturales en el sitio de Greens Bayou. Este entendimiento, fue alcanzado mediante la firma de un acuerdo en el mes de enero de 2013, mediante el cual se acuerda el reembolso de ciertos costos incurridos por los mencionados organismos gubernamentales y la realización de dos proyectos de restauración por un monto total de US\$ 0,8 millones. Los trabajos de remediación fueron mayormente terminados en 2009, quedando pendientes actividades de seguimiento, así como el mantenimiento y operación de los mismos. Al 31 de marzo de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado un total de 27 en relación con las actividades de remediación de Greens Bayou.

En junio de 2005, Maxus fue designado parte potencialmente responsable ("PPR") por la EPA en Milwaukee Solvay Coke & Gas en Milwaukee, Wisconsin. La razón de esta designación es la supuesta condición de Maxus como sucesor de Pickands Mather & Co. y Milwaukee Solvay Coke Co., compañías que la EPA afirma fueron propietarias u operadoras de dicho sitio.

En el año 2007 Maxus firmó junto con otras cuatro partes potencialmente involucradas un AOC para llevar a cabo RIFS respecto a la contaminación tanto en el suelo, aguas subterráneas, como así también en los sedimentos del río Kinnickinnic. La exposición de Maxus en el emplazamiento aparece vinculada al período 1966-1973, aunque existe cierta controversia respecto al mismo.

Los trabajos preliminares relacionados con los RIFS han sido iniciados en el segundo semestre de 2006.

El 6 de junio de 2012 el grupo PPR presentó un Plan de muestreo de Campo propuesto (FSP), incluyendo planes detallados para la investigación del suelo restante y un enfoque por fases para la investigación de los sedimentos. En julio de 2012 la EPA respondió al plan propuesto (FSP) requiriendo un muestreo de sedimentos ampliado como parte de la siguiente fase de la investigación y la evaluación adicional para determinar la posible presencia de distintas capas de carbón y coque en partes de la porción de suelo del Sitio. En diciembre de 2012, la EPA aprobó el FSP revisado del grupo PPR, y el mismo comenzó las actividades de investigación del suelo restante y sedimentos. El costo estimado de implementación del trabajo de campo relacionado con el FSP es de aproximadamente US\$ 0,8 millones.

YPF Holdings Inc. provisionó 4 al 31 de marzo de 2014 para afrontar los costos de RIFS en proporción a su participación. El principal tema pendiente radica en la determinación de la extensión de los estudios de sedimentos en el río que podrían ser requeridos. YPF Holdings carece de suficiente información para determinar costos adicionales que pudieran surgir.

Maxus ha acordado defender a Occidental, como sucesor de Chemicals, en relación a Malone Services Company Superfund en el condado de Galveston, Texas. Este es un antiguo sitio de descarga de residuos donde se alega que Chemicals depositó desechos con anterioridad a septiembre de 1986. Las partes potencialmente responsables, incluyendo a Maxus en nombre de Occidental, formaron un grupo PPR para financiar y desarrollar un RIFS AOC. El RIFS ha sido completado y la EPA ha seleccionado una Remediación Definitiva. El Director de la División de Superfund de la EPA ha firmado la Decisión el 20 de septiembre de

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

2009. El grupo PPR firmó el Acta de Consentimiento en el segundo trimestre de 2012 que se hizo efectiva en Julio 2012. Durante el cuarto trimestre de 2013 el grupo PPR completó la fase de diseño y planeamiento, y los trabajos de remediación se llevarán a cabo en el 2014. Al 31 de marzo de 2014, YPF Holdings ha provisionado 6 por estas cuestiones.

Adicionalmente Chemicals fue designada como PPR con relación a un número de emplazamientos de terceros, donde supuestamente se han descargado o localizado las sustancias peligrosas provenientes de las operaciones de la planta de Chemicals. En varios de estos emplazamientos, Chemicals no ha tenido vinculación. Aunque las PPRs son por lo general solidariamente responsables por el costo de las investigaciones, limpieza y otros costos, cada una de ellas tiene el derecho de contribución por parte de las otras PPRs y, en la práctica, la participación en los costos por parte de las PPRs generalmente se efectúa por acuerdo entre las mismas. Al 31 de marzo de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado aproximadamente 28 por su participación en los costos estimados para ciertos emplazamientos, mientras que el costo final de otros emplazamientos no puede estimarse a la fecha.

Pasivos por la Ley de Beneficios de "Black Lung": La Ley de Beneficios de "Black Lung" proporciona beneficios financieros y de atención médica a aquellos mineros incapacitados por padecer una enfermedad en los pulmones. Adicionalmente, otorga beneficios a aquellas personas que estuvieran a su cargo, cuando el deceso de los empleados tuviera entre sus causas la mencionada enfermedad. Como resultado de las operaciones en las minas de carbón, YPF Holdings Inc. debe asegurar el mencionado beneficio a dichos empleados y a las personas dependientes de los mismos. Al 31 de marzo de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado 32 en relación con sus estimaciones respecto a las obligaciones establecidas por esta Ley.

Acciones Legales: En 2001, la autoridad de contralor del Estado de Texas determinó a Maxus una deuda por el impuesto estatal de ventas por aproximadamente US\$ 1 millón, por el período comprendido entre el 1 de septiembre de 1995 y el 31 de diciembre de 1998, más intereses y multas.

En agosto de 2004, el juez administrativo se expidió ratificando aproximadamente US\$ 1 millón para dicho impuesto más intereses y multas. YPF Holdings Inc., considera que tal decisión es errónea, pero ha pagado la estimación del impuesto, las multas y los intereses (un total aproximado de US\$ 2 millones) bajo protesta. Maxus presentó un proceso legal en el tribunal del Estado de Texas en diciembre de 2004 objetando la decisión administrativa. El asunto será revisado en un nuevo proceso en la Corte, no obstante existir negociaciones en curso para acordar el asunto.

En 2002 Occidental demandó a Maxus y a TS ante un tribunal del Estado de Dallas, Texas, buscando una declaración de que Maxus y TS tienen una obligación bajo el contrato en virtud del cual Maxus vendió Chemicals a Occidental, de defender e indemnizar a Occidental por determinadas obligaciones históricas de Chemicals, no obstante el hecho de que dicho contrato contiene un plazo límite de doce años para las obligaciones de defensa e indemnidad con respecto a la mayoría de los litigios. TS fue desestimada como parte y la cuestión fue llevada a juicio en mayo de 2006. El tribunal decidió que el período de doce años de plazo límite no se aplicaba y falló contra Maxus. Esta decisión fue confirmada por el Tribunal de Apelaciones en febrero de 2008. Maxus ha apelado esta decisión ante la Corte Suprema de Texas, habiendo sido denegado dicho recurso. Dicha decisión exige que Maxus acepte la responsabilidad por diversas cuestiones, en las cuales ha negado indemnizaciones desde 1998, lo cual podría resultar en costos adicionales a las provisiones actuales de YPF Holdings Inc. para esta cuestión. Maxus ha pagado a Occidental casi US\$ 17 millones relacionados con este reclamo. En marzo 2012, Maxus pagó a Occidental US\$ 0,6 millones, cubriendo así los costos por 2010 y 2011, y en septiembre de 2012 pagó un adicional de US\$ 31 mil cubriendo los costos del primer semestre de 2012. Maxus prevé que los costos de Occidental en el futuro bajo el caso Dallas no excederán a los incurridos en el primer semestre de 2012. Una gran parte de los reclamos que habían sido rechazados por Maxus en virtud del período límite de doce años estaban relacionados con el "Agente Naranja". La totalidad de los litigios pendientes relacionados con el "Agente Naranja" fueron desestimados en diciembre de 2009, y aunque es posible que otros reclamos sean presentados en el futuro por otras partes, se estima que los mismos no originarán pasivos significativos. Adicionalmente, el resto de los reclamos recibidos y que han sido rechazados tienen relación con potenciales afectaciones a las personas ocasionadas por la exposición al monómero de cloruro de vinilo (VCM) y otros productos químicos, no obstante se estima que los mismos no generarían obligaciones significativas. Sin embargo, la decisión judicial implica responsabilidad por reclamaciones futuras,

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

si existieren, vinculadas a estos hechos, las cuales se desconocen a la fecha, pudiendo en consecuencia implicar obligaciones adicionales para Maxus en caso de que las mismas se materialicen. Al 31 de marzo de 2014, YPF Holdings Inc. provisionó aproximadamente 2 con respecto a estas cuestiones.

En marzo de 2005, Maxus acordó defender a Occidental, como sucesor de Chemicals, respecto del reclamo para la indemnización de los costos incurridos en relación con los trabajos de remediación ambiental de Turtle Bayou, sitio de descarga de residuos en el condado de Liberty, Texas. Los demandantes alegan que ciertos residuos atribuibles a Chemicals fueron descargados en Turtle Bayou. El juicio ha sido bifurcado y en la etapa de responsabilidad Occidental y otras partes han sido encontradas individualmente, y no solidariamente, responsables por los residuos descargados en dicho sitio. La etapa de alocación del juicio finalizó durante el segundo trimestre de 2007 y, luego de diversas mociones de las partes, se dictó una nueva sentencia en la causa, a raíz de la cual Maxus, por cuenta de Occidental, deberá afrontar el 15,96% de los costos pasados y futuros en los que incurra uno de los demandantes. Maxus apeló esta decisión. En junio de 2010, el Tribunal de Apelaciones dictaminó que el Tribunal de Distrito había cometido errores en la admisión de ciertos documentos, y remitió la causa al mismo para que efectúe procedimientos adicionales. Maxus alegó que a raíz de la exclusión de ciertos documentos presentados como evidencia, la participación de Occidental debía reducirse al menos en un 50%. El Tribunal de Distrito emitió sus conclusiones revisadas en enero de 2011, requiriendo de Maxus el pago, por cuenta de Occidental, del 15,86% de los costos pasados y futuros de remediación de uno de los demandantes. Maxus, actuando en nombre de Occidental, presentó una apelación en el primer semestre de 2011. El Tribunal de Apelaciones confirmó la decisión del Tribunal de Distrito en marzo de 2012. En junio de 2012, Maxus pagó por cuenta de Occidental, aproximadamente US\$ 2 millones al demandante por costos incurridos en el pasado. Aún queda la obligación de pagar algunos costos futuros. Al 31 de marzo de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado 7 en relación con este reclamo.

En mayo de 2008, Ruby Mhire y otros ("Mhire") presentaron una demanda contra Maxus y otros terceros, alegando que las distintas partes, incluyendo un antecesor de Maxus, había contaminado cierta propiedad en Cameron Parish, Louisiana, durante el desarrollo de actividades de petróleo y gas en la misma, y que fuera operada por la compañía predecesora de Maxus desde 1969 hasta 1989. Los demandantes han pedido remediación y otras compensaciones por un monto entre US\$ 159 y US\$ 210 millones. Durante junio 2012 se efectuó una mediación ordenada por la corte. Los demandantes pidieron que Maxus, conjuntamente con dos partes más, paguen US\$ 30 millones para cancelar su obligación, oferta que fue rechazada por los demandados. YPF Holdings cree que la actividad de remediación debería ser relativamente escasa y tiene la intención de defender enérgicamente el caso. Maxus ha interpuesto los alegatos oportunos respondiendo la demanda como así también ha solicitado el cambio de jurisdicción para el tratamiento del asunto. Durante el mes de junio de 2013, Maxus firmó un acuerdo con los demandantes según el cual Maxus realizará pagos escalonados en tres años, y mediante el cual se obligó también a realizar la remediación del sitio. Al 31 de marzo de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado 80 en relación con este asunto.

YPF Holdings Inc., incluyendo sus subsidiarias, es parte de otros procesos legales y situaciones ambientales los cuales, se estima, no tendrán efecto adverso significativo en la posición financiera ni en el resultado de las operaciones de YPF. YPF Holdings Inc. provisiona las contingencias legales y situaciones ambientales en la medida que la pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente.

Reclamos Fiscales:

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

4. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de marzo 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Hasta la promulgación de la Ley N° 26.741 descripta a continuación, Repsol, S.A. ("Repsol") tenía una participación directa e indirecta de aproximadamente 57,43%, mientras que Petersen Energía S.A. ("PESA") y sus sociedades afiliadas ejercían influencia significativa mediante una tenencia del 25,46% del capital de YPF.

La Ley N° 26.741, promulgada el 4 de mayo de 2012, modificó la estructura accionaria de YPF. La mencionada Ley declaró de interés público y sujeto a expropiación a las acciones clase D de YPF en poder de Repsol, sus sociedades controladas o controlantes, que representan el 51% del capital social de YPF. A su vez, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. Las acciones sujetas a expropiación serán distribuidas de la siguiente manera: 51% para el Gobierno Nacional y 49% para determinadas Provincias Argentinas.

Con fecha 30 de abril de 2013 se celebró la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, la cual ha aprobado los Estados Contables de YPF correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012, y adicionalmente aprobó lo siguiente respecto a la distribución de utilidades del ejercicio finalizado el 31 de diciembre del 2012: (i) destinar la suma de 3.648, correspondientes al ajuste inicial por implementación de las NIIF, a constituir una reserva especial en razón de lo dispuesto por la Resolución General N° 609 de la CNV; (ii) destinar la suma de 120 a constituir una Reserva para compra de acciones propias, atento a lo mencionado en el apartado "Planes de bonificación e incentivos" de la Memoria a los estados contables al 31 de diciembre de 2012 al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno, y dar cumplimiento, durante la ejecución de los planes, a los compromisos generados y a generarse por el mismo en el futuro; (iii) destinar la suma de 2.643 a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la Ley N°19.550 de Sociedades Comerciales y sus modificaciones; y (iv) destinar la suma de 330, a una reserva para el pago de dividendos, facultando al directorio a determinar la oportunidad para su distribución en un plazo que no podrá exceder el del cierre del presente ejercicio. Con fecha 9 de agosto de 2013 el Directorio de la Sociedad decidió el pago de un dividendo de \$0,83 por acción, el cual fue puesto a disposición de los accionistas el 28 de agosto de 2013.

5. INVERSIONES EN SOCIEDADES Y EN UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS

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

	31 de marzo de 2014	31 de diciembre de 2013
Valor de las inversiones en sociedades vinculadas valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	240	213
Valor de las inversiones valuadas al costo	13	14
Sub-total participaciones en sociedades vinculadas y otras	253	227
Valor de las inversiones en negocios conjuntos valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	2.311	1.909
Sub-total participaciones en negocios conjuntos	2.311	1.909
Provisión para desvalorización de participaciones en sociedades	(12)	(12)
	2.552	2.124

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Los principales movimientos ocurridos durante los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013, que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2014	2013
Saldo al inicio del ejercicio	2.124	1.914
Adquisiciones y aportes	85	-
Resultado en inversiones contabilizadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	(3)	-
Diferencias de conversión	339	51
Otros movimientos	7	3
Saldo al cierre del período	2.552	1.968

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

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

	Vinculadas		Negocios conjuntos	
	2014	2013	2014	2013
Utilidad neta	(68)	10	65	(10)
Otros resultados integrales	14	1	326	50
Resultado integral del período	(54)	11	391	40

Adicionalmente, tal como se menciona en la Nota 1.a), al 31 de marzo de 2014, la Sociedad participa en Uniones Transitorias de Empresas y otros contratos similares ("UTES") que otorgan a la Sociedad un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato. La participación en dichas UTES y Consorcios ha sido consolidada línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Para la determinación de la participación en dichas UTES y consorcios se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada período o 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 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Los activos y pasivos al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 y las principales magnitudes de resultados por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013 de las UTEs y consorcios en las que participa la Sociedad se detallan a continuación:

	<u>31 de marzo de 2014</u>	<u>31 de diciembre de 2013</u>
Activo no corriente	14.287	9.472
Activo corriente	1.050	661
Total del activo	<u>15.337</u>	<u>10.133</u>
Pasivo no corriente	2.385	2.342
Pasivo corriente	2.737	1.247
Total del pasivo	<u>5.122</u>	<u>3.589</u>
	<u>Por los períodos de tres meses finalizados el</u>	
	<u>31 de marzo de 2014</u>	<u>31 de marzo de 2013</u>
Costos de producción	1.710	1.046
Gastos de exploración	18	14

Adquisiciones en UTEs:

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

6. SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

La información detallada en los cuadros siguientes muestra los saldos con los negocios conjuntos y las sociedades vinculadas al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, así como las operaciones con las mismas por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

	Al 31 de marzo de 2014				Al 31 de diciembre de 2013			
	Créditos por ventas	Otros créditos		Cuentas por pagar	Créditos por ventas	Otros créditos		Cuentas por pagar
	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:								
Profertil S.A.	52	4	-	16	23	2	-	34
Compañía Mega S.A. ("Mega")	587	11	-	46	489	7	-	28
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	99	15	-	10	79	15	-	4
Bizoy S.A.	-	12	-	-	-	12	-	-
	738	42	-	72	591	36	-	66
Sociedades vinculadas:								
Central Dock Sud S.A.	175	6	600	-	109	5	484	2
Oleoductos del Valle S.A.	-	-	-	33	-	-	-	8
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	-	-	20	-	-	-	19
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	-	-	2	-	-	-	1
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	-	-	7	-	-	-	13
Oiltanking Ebytem S.A.	-	-	-	20	-	-	-	20
	175	6	600	82	109	5	484	63
	913	48	600	154	700	41	484	129

	2014			2013		
	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos
Negocios conjuntos:						
Profertil S.A.	58	41	-	32	30	-
Mega	728	54	-	485	63	-
Refinor	163	39	-	121	21	-
Bizoy S.A.	5	-	-	-	-	-
	954	134	-	638	114	-
Sociedades vinculadas:						
Central Dock Sud S.A.	117	-	6	77	16	4
Pluspetrol Energy S.A. ⁽¹⁾	-	-	-	140	18	-
Metrogas S.A. ⁽¹⁾	-	-	-	12	-	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	51	-	-	18	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	47	-	-	23	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	3	-	-	2	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	21	-	-	8	-
Oiltanking Ebytem S.A.	-	34	-	-	23	-
	117	156	6	229	108	4
	1.071	290	6	867	222	4

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

Adicionalmente, en el curso habitual de sus negocios, y atento a ser la principal compañía petrolera de la Argentina, la cartera de clientes/proveedores de la Sociedad abarca tanto entidades del sector privado como así también del sector público nacional, provincial y municipal. Conforme a lo requerido por la NIC 24, "Transacciones con partes relacionadas" dentro de las principales transacciones antes mencionadas se destacan la provisión de fuel oil a CAMMESA que tiene como destino su uso en centrales térmicas y las compras de energía a la misma por parte de YPF, y la venta de energía eléctrica a CAMMESA y compra de fuel oil por parte de YPF Energía Eléctrica (las operaciones de ventas y compras por los períodos de tres meses finalizados al 31 de marzo de 2014 ascendieron a 1.695 y 180, respectivamente, y al 31 de marzo de 2013 ascendieron a 344 y 111, respectivamente, mientras que el saldo neto al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 era un crédito de 532 y 455, respectivamente); el servicio de regasificación a ENARSA en los proyectos de regasificación de GNL de Bahía Blanca y Escobar y la compra de Gas Natural a ENARSA el cual es importado por esta última empresa desde la República de Bolivia (las operaciones por los períodos finalizados al 31 de marzo de 2014 ascendieron a 302 y 240, respectivamente, y al 31 de marzo de 2013 ascendieron a 241 y 7, respectivamente, mientras que los saldos netos al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 eran un crédito de 574 y 430, respectivamente); la provisión de combustible aeronáutico para Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A. (las operaciones por los períodos

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013 ascendieron a 558 y 361, respectivamente, mientras que el saldo al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 era un crédito de 200 y 104, respectivamente). Los beneficios por el incentivo para la inyección excedente de gas natural (ver acuerdo de gas en la Nota 11.c) a los presentes estados contables), entre otros, con el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (las operaciones por los períodos de tres meses finalizados al 31 de marzo de 2014 y 2013 ascendieron a 1.564 y 434, respectivamente, mientras que el saldo al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 era un crédito de 2.571 y 1.787, 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 períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013 ascendieron a 657 y 459, respectivamente, mientras que el saldo al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 era un crédito de 113 y 116, respectivamente). Dichas operaciones tienen generalmente como base acuerdos a mediano plazo, y se perfeccionan en función de las condiciones generales y regulatorias, según corresponda, del mercado. Adicionalmente, la Sociedad ha realizado ciertas operaciones de financiación y contratación de seguros con entidades relacionadas con el sector público nacional, tal como se las define en la NIC 24. Las mismas comprenden ciertas operaciones financieras cuyas principales operaciones se describen en la Nota 2.i) a los presentes estados contables y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros y en relación a ello el recupero del seguro por el siniestro ocurrido en Refinería La Plata en el mes de abril de 2013, para mayor detalle ver Nota 11.b).

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

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

	<u>2014⁽¹⁾</u>	<u>2013⁽¹⁾</u>
Beneficios de corto plazo para empleados	31	15
Beneficios basados en acciones	10	-
Beneficios posteriores al empleo	1	1
Otros beneficios de largo plazo	-	1
	<u>42</u>	<u>17</u>

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

7. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES

Se expone a continuación la información sobre los planes de pensiones y obligaciones similares de YPF Holdings Inc. La última evaluación actuarial para los planes mencionados fue realizada al 31 de diciembre de 2013.

Planes de beneficios definidos

	<u>Al 31 de marzo de 2014</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2013</u>
Valor actual de las obligaciones	230	190
Valor de mercado de los activos	-	-
Pérdidas actuariales diferidas	-	-
Pasivo neto reconocido	<u>230</u>	<u>190</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Evolución del pasivo por planes de beneficios definidos

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2014	2013
Pasivos al inicio del ejercicio	190	152
Diferencias de conversión	41	7
Costos por intereses	2	1
Beneficios pagados, cancelaciones y enmiendas	(3)	(3)
Pasivos al cierre del período	230	157

Evolución del activo por planes de beneficios definidos

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2014	2013
Valor de mercado de los activos al inicio del ejercicio	-	-
Contribuciones del empleador y empleados	3	3
Beneficios pagados y cancelaciones	(3)	(3)
Valor de mercado de los activos al cierre del período	-	-

Importes reconocidos en el Estado de Resultados

	Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2014	2013
Costos del servicio	-	-
Costos por intereses	(2)	(1)
Ganancias (pérdidas) por cancelaciones y enmiendas	-	-
Total registrado en el resultado del período	(2)	(1)

Supuestos actuariales utilizados

	2014	2013
Tasa de descuento	3,25 – 3,90%	2,5-3,0%
Rendimiento esperado de los activos	N/A	N/A
Aumentos futuros de remuneraciones	N/A	N/A

Las contribuciones esperadas y la estimación de los pagos de beneficios futuros para los planes vigentes son los siguientes:

Contribuciones esperadas del empleador durante 2014	18
Estimación de pagos de beneficios:	
2014	18
2015	17
2016	16
2017	15
2018 – 2075	57

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

La Sociedad ha efectuado un análisis de sensibilidad respecto de variaciones del 1% en la tasa de descuento y en la tendencia de costos médicos para los mencionados planes, sin tener dichos cambios un efecto significativo en el pasivo reconocido ni en los cargos a resultados del período.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

8. ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS

Al 31 de marzo de 2014, los principales contratos en los que la Sociedad es arrendatario corresponden a:

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

Los cargos por los contratos mencionados precedentemente por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013 ascendieron a aproximadamente 1.680 y 761, respectivamente, correspondiendo 877 y 372 a pagos mínimos y 803 y 389 a cuotas contingentes y han sido imputados a las líneas de Alquileres de inmuebles y Equipos y contrataciones de obra y otros servicios.

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

	<u>Hasta 1 año</u>	<u>De 1 a 5 años</u>	<u>A partir del 6 año</u>
Pagos futuros estimados	4.967	1.887	172

9. UTILIDAD NETA POR ACCION

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

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

	<u>Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Utilidad Neta	2.881	1.258
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.394.963	393.312.793
Utilidad Neta básica y diluida por acción (Pesos)	7,34	3,20

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

10. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El cálculo del cargo devengado contablemente por el Impuesto a las Ganancias para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013 es el siguiente:

	<u>Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Impuesto a las ganancias corriente	(139)	(844)
Impuesto diferido	(6.038)	(626)
	<u>(6.177)</u>	<u>(1.470)</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013 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 período, es la siguiente:

	2014	2013
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	8.964	2.728
Tasa impositiva vigente	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(3.137)	(955)
Efecto de la valuación de bienes de uso y activos intangibles en su moneda funcional	(6.337)	(825)
Diferencias de cambio	4.123	457
Efecto de la valuación de bienes de cambio en su moneda funcional	(646)	(97)
Resultados de inversiones en sociedades	(1)	-
Resultados exentos Ley N° 19.640 (Tierra del Fuego)	2	6
Quebrantos impositivos	-	(17)
Diversos	(181)	(39)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>(6.177)</u>	<u>(1.470)</u>

No se han registrado activos por impuestos diferidos por importes de 1.707 y 978 al 31 de marzo de 2014 y al 31 de diciembre de 2013, respectivamente, los cuales corresponden 918 y 559 a diferencias temporarias deducibles no utilizables y 789 y 419 a créditos fiscales por quebrantos acumulados de ciertas subsidiarias del exterior, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo a NIIF. De los quebrantos acumulados no reconocidos al 31 de marzo de 2014, 752 tienen vencimiento entre los años 2017 y 2031, y 37 tienen vencimiento indeterminado.

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

	31 de marzo de 2014	31 de diciembre de 2013
<u>Activos impositivos diferidos</u>		
Provisiones y otros pasivos no deducibles	1.735	1.723
Quebrantos y otros créditos fiscales	48	45
Diversos	82	115
Total activo impositivo diferido	<u>1.865</u>	<u>1.883</u>
<u>Pasivos impositivos diferidos</u>		
Bienes de uso	(18.199)	(11.659)
Diversos	(1.129)	(1.649)
Total pasivo impositivo diferido	<u>(19.328)</u>	<u>(13.308)</u>
Total impuesto diferido, neto	<u>(17.463)</u>	<u>(11.425)</u>

Al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, se han clasificado como activo por impuesto diferido 46 y 34 respectivamente y como pasivo por impuesto diferido 17.509 y 11.459 respectivamente, que surge de las posiciones netas de impuesto diferido de cada una de las sociedades individuales que forman parte de este estado contable consolidado.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

a) Pasivos contingentes

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

- *Asociación Superficiales de la Patagonia ("ASSUPA")*: En agosto de 2003, ASSUPA demandó a dieciocho empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, a recomponer el daño ambiental colectivo supuestamente producido a partir de la actividad hidrocarburífera, en subsidio para que se constituya el fondo de restauración ambiental y se adopten las medidas que permitan evitar la producción de daños ambientales en el futuro. La actora pidió también la citación al Estado Nacional, al Consejo Federal del Medio Ambiente ("COFEMA"), a las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Mendoza y al Defensor del Pueblo de la Nación y solicitó como medida cautelar que las demandadas se abstuvieran de realizar actividades que afecten el medio ambiente. La citación del Defensor del Pueblo y la medida cautelar solicitada fueron rechazadas por la CSJN. YPF ha contestado la demanda solicitando su rechazo, oponiendo excepción de defecto legal y requiriendo la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley Nº 24.145 y el Decreto Nº 546/1993. La CSJN hizo lugar a la excepción de defecto legal y otorgó a los actores un plazo para subsanar los vicios de la demanda. Con fecha 26 de agosto de 2008, la CSJN resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas y el 23 de febrero de 2009 emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al COFEMA para que se presenten en la causa. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presente la totalidad de los terceros citados. A la fecha se presentaron la Provincia de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han opuesto excepción de incompetencia, la cual ha sido contestada por la actora, encontrándose actualmente pendiente de resolución. Con fecha 13 de diciembre de 2011 la Corte Suprema dispuso la suspensión de los plazos procesales por 60 días y ordenó a YPF y a la actora presentar un cronograma de las reuniones que se llevarán a cabo durante dicha suspensión, autorizando la participación de las demás partes y terceros. ASSUPA denunció en el expediente la interrupción de las negociaciones y la Corte Suprema dio por terminado el plazo de 60 días de suspensión oportunamente ordenado.

Adicionalmente cabe destacar que la Sociedad ha tomado conocimiento, no obstante no haber sido notificada la demanda, de otros dos reclamos judiciales iniciados por ASSUPA contra i) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge, y ii) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca Austral. La Sociedad, en caso de ser notificada, estima responder conforme los términos legales y de acuerdo a los argumentos de defensa que correspondieren y aplicables al caso.

- *Reclamos Ambientales en Dock Sud*: Vecinos de la localidad de Dock Sud, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio que se encuentra radicado ante la CSJN, en el que reclaman a cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, al Estado Nacional, a la Provincia de Buenos Aires, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a catorce municipios, la remediación y, en subsidio, la indemnización del daño ambiental colectivo de los ríos Matanza y Riachuelo. Asimismo, también vecinos de Dock Sud, han iniciado otros dos juicios ambientales, uno de ellos desistido en relación a YPF, reclamando a varias empresas radicadas en dicha localidad, entre ellas YPF, a la Provincia de Buenos Aires y a varios municipios, la remediación y en subsidio la indemnización del daño ambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. Con respecto a los reclamos

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

mencionados, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y el Decreto N° 546/1993.

Mediante sentencia del 8 de julio del 2008 la CSJN:

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

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

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

- *Otros Reclamos Ambientales en Quilmes*: YPF ha sido notificada de una demanda ambiental realizada por vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, en el que reclaman aproximadamente 259 en concepto de daños y perjuicios. Teniendo en cuenta la etapa en la cual se encuentra el proceso, los resultados de las evidencias que surgen de la demanda, y la evaluación preliminar de los asesores internos y externos, YPF no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible vinculado al reclamo antes descripto.
- *Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (“CNDC”)*: El 17 de noviembre de 2003, la CNDC decidió, en el marco de una investigación iniciada de oficio en los términos del artículo 29 de la Ley N° 25.156 de Defensa de la Competencia (“LDC”), solicitar explicaciones a un grupo de aproximadamente 30 empresas productoras de gas natural entre las que se halla YPF, respecto a los siguientes ítems: (i) inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que restringen la competencia; y (ii) observaciones sobre las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y expirado contrato suscripto entre la YPF estatal e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del costo de adquisición, y (b) los

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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 517 aproximadamente), siendo indeterminado por el período 1997 a 2001. YPF opuso la defensa de prescripción (así como también otras defensas), sosteniendo que a la fecha del pedido de ampliación de la demanda, la acción se encontraba íntegramente prescripta por el transcurso del plazo de dos años. No obstante, el 6 de agosto de 2009 se abrió la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma.

- *Demandas de Repsol S.A. y otros:*

YPF ha sido notificada de una demanda judicial interpuesta por Repsol el 31 de julio de 2012 ante el Tribunal de Primera Instancia de New York, Estados Unidos de Norteamérica, contra The Bank of New York Mellon (“BONY”) y contra YPF. Conforme a lo planteado en la referida demanda, Repsol reclama daños y perjuicios por la supuesta falta de aceptación y negación por parte de BONY de llevar a cabo las instrucciones de voto emitidas por Repsol en relación con, entre otras cosas, la elección de los miembros del Directorio de YPF en la asamblea de la Sociedad del 4 de junio de 2012, violando supuestamente sus obligaciones contractuales. Alega Repsol que además de los ADS a su nombre, tenía derecho de votar por ADS prendados a su favor, lo que no habría podido realizar debido a supuestas fallas de BONY y la supuesta intervención inapropiada de YPF para rechazar las instrucciones de Repsol. El 29 de abril de 2013, YPF presentó una moción para desestimar la demanda y el 20 de agosto de 2013 se celebró una

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Adicionalmente, YPF ha sido notificada de tres demandas iniciadas por Repsol con motivo de la vigencia de la Ley 26.741 solicitando la nulidad de la Asamblea General Ordinaria de YPF de fecha 4 de junio de 2012, la Asamblea General Ordinaria de fecha 17 de julio de 2012, y la Asamblea General Ordinaria N° 38 de YPF celebrada el 13 de septiembre de 2012, todas las cuales han sido contestadas por YPF. El 8 de octubre de 2013 el tribunal resolvió la apertura a prueba de la causa, fijando audiencia para el 27 de febrero de 2014. Con fecha 20 de noviembre de 2013, la Sociedad fue notificada de una nueva demanda interpuesta por Repsol, solicitando la nulidad de la Asamblea General Ordinaria y Especial de fecha 30 de abril de 2013 -y su continuación del 30 de mayo de 2013- y las decisiones allí adoptadas, la que fue contestada con fecha 12 de diciembre de 2013.

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

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

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

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

Con fecha 28 de marzo de 2014, la Junta General de accionistas de Repsol aprobó el Acuerdo.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Por 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 (i) YPF y Repsol han acordado que el cierre pueda tener lugar entre el 7 de mayo de 2014 y el 15 de mayo de 2014, o en la fecha posterior que acuerden y que (ii) a la fecha de emisión de los presentes, YPF no ha sido notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo, condición a la que se encuentra sujeta la operatividad del Convenio.

– *Acción de clase (class action):*

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

Asimismo, existen otras causas laborales, civiles y comerciales en las que la Sociedad es demandada y diversos reclamos por parte de la AFIP y los fiscos provinciales y municipales, individualmente no significativas, para las cuales no se ha constituido provisión debido a que la Gerencia de la Sociedad, en base a los elementos de juicio disponibles a la fecha de emisión de los presentes estados contables, ha considerado que constituyen contingencias posibles.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

de servicio en forma definitiva y la unidad de Topping C se puso en marcha nuevamente a fines de mayo, luego de un esfuerzo técnico y humano de gran relevancia. Atento a lo mencionado previamente, la Sociedad continúa con el proceso de liquidación del siniestro a la compañía aseguradora.

Sobre la base de la documentación aportada a los liquidadores designados por las compañías reaseguradoras, y luego del análisis realizado por los mismos, en noviembre de 2013 la Sociedad solicitó un pago a cuenta de la indemnización total que resulte de este proceso de aproximadamente US\$ 300 millones. De este monto, US\$ 215 millones corresponden al concepto de daño material y la porción restante a un pago a cuenta por la pérdida de beneficios conforme los derechos emergentes de la póliza de seguro. Este anticipo fue aceptado y reconocido 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, durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2014, la Sociedad cobró 803 correspondiente a dicho seguro y ha efectuado presentaciones a las aseguradoras por la pérdida de beneficios por períodos subsiguientes por un monto de 707 que fueron registrados en el estado de resultados integrales del período en los rubros Ingresos Ordinarios y Costo de Ventas en función de la naturaleza del concepto reclamado.

La Sociedad continúa en el proceso de liquidación del reclamo por la parte de pérdida de beneficios, cuyo período de indemnización se extenderá hasta el 16 de enero de 2015.

c) Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros

- *Compromisos contractuales:* La Sociedad ha firmado contratos mediante los que se comprometió a comprar ciertos bienes y servicios, y a vender gas natural, gas licuado de petróleo y otros productos. Algunos de los mencionados contratos incluyen cláusulas de penalidad que estipulan resarcimientos ante un incumplimiento de la obligación de recibir, entregar o transportar el bien objeto del contrato. En su caso, las pérdidas anticipadas estimadas por contratos en curso, de existir, son imputadas al resultado del ejercicio en que se identifican.

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

- La Sociedad se encuentra comprometida con terceras partes a través de contratos comerciales a comprar bienes y servicios (tales como Gas Licuado de Petróleo, electricidad, gas, petróleo, vapor) que al 31 de diciembre de 2013 ascendían a aproximadamente 14.008. En adición, existen compromisos exploratorios y de inversión y gastos hasta la finalización de algunas de nuestras concesiones que ascienden a 101.189 al 31 de diciembre de 2013, lo cual incluye los compromisos por extensión de concesiones mencionados en párrafos precedentes.
- *Requerimientos regulatorios de gas natural:* En adición a las regulaciones que afectan al mercado de gas natural mencionadas en el acápite “Mercado de gas natural” (Nota 3), con fecha 14 de junio de 2007, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 599/2007 (la “Resolución”) que homologó el acuerdo con productores de gas natural para el suministro de gas natural al mercado interno desde el año 2007 hasta el año 2011 (el “Acuerdo 2007-2011”). El objeto del Acuerdo 2007-2011 es garantizar el normal abastecimiento del mercado interno de gas natural durante el período comprendido entre 2007 y 2011, tomando en consideración los consumos del año 2006 y el crecimiento del consumo de usuarios residenciales y pequeños clientes comerciales (“la Demanda Prioritaria”). De acuerdo a la Resolución, los Productores firmantes del Acuerdo 2007-2011 se comprometen a abastecer parte de la Demanda Prioritaria en base a ciertos porcentajes determinados por cada productor en función de su participación

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Con fecha 8 de noviembre de 2011 el ENARGAS dictó la Resolución N° 1982, complementaria del Decreto N° 2067 del 27 de noviembre de 2008 el cual había creado el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. La resolución mencionada ajusta los importes del Cargo establecido por el Decreto N° 2067/08 como así también amplía los sujetos alcanzados, incluyendo los servicios residenciales, procesamiento de gas y centrales de generación eléctrica, entre otros, lo cual ha impactado en las operaciones de la Sociedad y muy significativamente en algunas de nuestras sociedades bajo control conjunto, todas las cuales han interpuesto recursos contra la mencionada resolución. En particular, la aplicación del cargo tarifario mencionado produce un impacto tan significativo en las operaciones de Mega, que de no resolverse favorablemente, Mega podría tener en el futuro serias dificultades para continuar con su actividad. Los presentes estados contables no

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

contemplan todos los ajustes relativos a la recuperabilidad de los activos de Mega que podrían generarse en el supuesto que la misma cesara su actividad. La presente medida es de aplicación para los consumos que se efectúen a partir del 1º de diciembre de 2011. Con fecha 24 de noviembre de 2011 se dictó la Resolución ENARGAS N° 1991 ampliando los sujetos alcanzados por el cargo mencionado. YPF ha recurrido estas resoluciones. El 13 de abril de 2012, una medida cautelar fue concedida en relación con la planta de procesamiento El Portón, suspendiendo los efectos de estas resoluciones con respecto a la mencionada planta.

- *Requerimientos regulatorios de hidrocarburos líquidos:* La Resolución SE N° 1.679/04 reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto del Poder Ejecutivo N° 645/02, y ordenó a los productores, comercializadores, compañías refinadoras y cualquier otro agente del mercado que estuviere interesado en exportar gasoil o petróleo crudo a que registren esa operación y prueben que la demanda interna se encuentra satisfecha y que han ofrecido al mercado local el producto a ser exportado. Asimismo, la Resolución SE N° 1.338/06 incorporó otros productos hidrocarburíferos al régimen de registro creado por el Decreto N° 645/02, incluyendo nafta, fuel oil y sus mezclas, diesel oil, aerokerosene o jet fuel, asfaltos, ciertos petroquímicos, ciertos lubricantes, coque y derivados para uso petroquímico. La Resolución N° 715/2007 de la Secretaría de Energía facultó al Director Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que serán importadas por cada compañía, en períodos determinados del año, para compensar las exportaciones de productos incluidos bajo el Régimen de la Resolución N° 1.679/04; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario para obtener autorización para exportar los productos incluidos bajo el Decreto N° 645/02. A su vez, se han dictado ciertas disposiciones regulatorias que obligan al abastecimiento del mercado interno de hidrocarburos, al cual se encuentran subordinadas las exportaciones de los mismos. Una de estas disposiciones corresponde a la Resolución N° 25/2006, emitida con fecha 11 de octubre de 2006 por la Secretaría de Comercio Interior, mediante la cual se requiere a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gas oil en todo el territorio de la República Argentina. Para ello, requiere respetar como mínimo, los volúmenes abastecidos en igual mes del año inmediato anterior, más la correlación positiva existente entre el incremento de la demanda de gas oil y el incremento del Producto Bruto Interno, acumulada a partir del mes de referencia. La comercialización citada deberá efectuarse sin que se altere, perjudique o distorsione el funcionamiento del mercado de gas oil.

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

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

El 26 de enero de 2012, la Secretaría de Comercio Interior dictó la Resolución 6/2012 por la cual (i) ordena a YPF y a otras cuatro compañías petroleras a vender gasoil a las empresas de transporte público de pasajeros a un precio no mayor al que ofrecen el mencionado bien en sus estaciones de servicio más cercanas al punto de suministro de combustible de las empresas de transporte público de pasajeros, manteniendo tanto los volúmenes históricos como las condiciones de entrega; y (ii) crea un esquema de monitoreo de precios tanto para el mercado minorista como a granel a ser implementado por la CNDC. YPF ha recurrido dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. El 16 de febrero de 2012, YPF interpuso ante la CNDC un recurso de apelación contra la Resolución N° 6/2012, para su elevación ante la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal de la ciudad de Buenos Aires. Por su parte, el 2 de marzo de 2012, YPF interpuso ante dicha Cámara un pedido de dictado de medida cautelar, tendiente a dejar sin efecto la vigencia de la Resolución N° 6/2012, la que fue otorgada ordenando la suspensión temporaria de la mencionada medida, hasta tanto se resuelva judicialmente la apelación. Contra esa sentencia el Estado Nacional presentó un recurso extraordinario federal, del cual aún no se ha corrido traslado a YPF.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

El 13 de marzo de 2012 YPF fue notificada de la Resolución Nro. 17/2012, dictada por la Secretaría de Comercio Interior del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, mediante la cual se ordenó a YPF S.A., Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. y a Esso Petrolera Argentina S.R.L. que suministren aerokerosene para transporte aeronáutico de cabotaje e internacional a un precio neto de impuestos que no supere el 2,7% respecto del precio neto de impuestos de la nafta súper (no Premium) de la estación de servicio de su bandera más cercana al aeropuerto del que se trate, manteniendo la logística actual de entrega de combustible en sus cantidades normales y habituales. Dicha resolución determinó que la medida sería aplicable a las empresas titulares de aeronaves que ejerzan la actividad aerocomercial de pasajeros o la actividad aerocomercial de pasajeros y carga, y que se encuentren inscriptas en el Registro Nacional de Aeronaves de la República Argentina. Según la aclaración posterior del Secretario de Comercio Interior, las beneficiarias de dicha medida son las empresas Aerolíneas Argentinas, Andes Líneas Aéreas S.A., Austral – Cielos del Sur, LAN Argentina S.A. y Sol S.A. Líneas Aéreas. Asimismo en la mencionada resolución se indica que se estima conveniente poner en práctica un esquema de monitoreo de precios que deberá ser instrumentado y llevado a cabo por la CNDC. YPF recurrió dicha resolución para su decisión por parte de la Justicia. La Cámara Civil y Comercial Federal concedió el recurso de apelación interpuesto por YPF con efecto suspensivo, de manera que los efectos de la Resolución N° 17/2012 se vieron suspendidos hasta tanto se resuelva la cuestión sobre la legalidad o ilegalidad de la misma. Posteriormente, el Estado Nacional interpuso recurso extraordinario federal, e YPF contestó el correspondiente traslado. A la fecha, la Sala I concedió el recurso extraordinario pero aún no fue remitido a la Corte Suprema.

El 31 de agosto de 2012, YPF fue notificada de la sentencia de la referida Cámara que declaró la nulidad de la Res. SCI N° 17/2012, con fundamento en la falta de competencia de la Secretaría de Comercio Interior para dictar una medida de dicha naturaleza.

Mediante el Decreto N° 1.189/2012 del Poder Ejecutivo Nacional, de fecha 17 de julio de 2012, se dispuso que las jurisdicciones y entidades del Sector Público Nacional comprendidas en el artículo 8°, inciso a), de la Ley N° 24.156 (Administración nacional, conformada por la administración central y los organismos descentralizados, comprendiendo en estos últimos a las instituciones de seguridad social), deberán contratar con YPF la provisión de combustible y lubricantes para la flota de automotores, embarcaciones y aeronaves oficiales, excepto previa autorización de la Jefatura de Gabinete de Ministros.

- *Requerimientos regulatorios establecidos en el Decreto N° 1.277/2012:* Con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto N° 1.277/2012 reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. Entre otros, el decreto mencionado establece: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”) quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda. Asimismo, deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo: a) su plan de inversiones en exploración; b) su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y c) su plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas, el cual será analizado por la Comisión; la Comisión adoptará las medidas de promoción, fomento y coordinación que estime necesarias para el desarrollo de nuevas refinerías en el Territorio Nacional, que permitan garantizar el crecimiento de la capacidad de procesamiento local de acuerdo a las metas y exigencias del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; en materia de precios, y según lo dispone el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecerá los criterios que regirán

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicará precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable. El incumplimiento de las disposiciones del Decreto y normas complementarias podrá dar lugar a las siguientes sanciones: multa; apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50 de la Ley N° 17.319; nulidad o caducidad de las concesiones o permisos. A su vez, el mencionado Decreto deroga aquellas disposiciones de los Decretos N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89 (los “Decretos de Desregulación”) que establecían, entre otras cuestiones, el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos.

- *Otros requerimientos regulatorios:* Durante el ejercicio 2005, la Secretaría de Energía de la Nación mediante la Resolución N° 785/2005, modificada por la Resolución N° 266/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, creó el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Almacenamiento de Hidrocarburos y sus derivados con el objetivo primario de impulsar y verificar la adopción de las medidas adecuadas para corregir, mitigar y contener la contaminación originada a partir de los tanques aéreos de almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados. La Sociedad ha comenzado a elaborar e implementar un plan de auditorías técnicas y ambientales con el objetivo de dar cumplimiento a las exigencias de la norma.
- *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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

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

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

- *Acuerdo gas natural:* En diciembre de 2012, YPF y otras compañías productoras de gas de la Argentina acordaron con la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones de Hidrocarburos (la "Comisión") establecer un plan de incentivos para la Inyección Excedente (todo gas inyectado por encima de un nivel base) de gas natural. El 14 de febrero 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 de la Comisión. Dicha resolución crea formalmente el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural". Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas fueron invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural ("los proyectos") con la Comisión, a fin de recibir un precio de 7,5 US\$/MBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos deberán cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución 1/2013, y estará sujeto a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años, prorrogables a petición del beneficiario, y sujetos a la decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llega al aumento de la producción comprometida de su proyecto y que fuera aprobado por la Comisión, tendrán que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

- *Régimen Informativo de Precios*: Mediante Resolución N° 29/2014 de la Secretaría de Comercio se aprobó un “Régimen Informativo de Precios”, mediante el cual todas las empresas productoras de insumos y bienes finales cuyas ventas totales anuales en el mercado interno superaron la suma de 183 durante el año 2013, deben informar mensualmente los precios vigentes de todos sus productos a dicha Secretaría.

Igual obligación recae sobre todas aquellas empresas distribuidoras y/o comercializadoras de insumos y bienes finales cuyas ventas totales anuales en el mercado interno hayan superado la suma de 250 durante el mismo año.

Asimismo, la Disposición N° 6/2014 de la Subsecretaría de Comercio Interior creó el Sistema Informático del Régimen Informativo de Precios (“SIRIP”), que estará disponible en el sitio web http://www.mecon.gov.ar/comercio_interior.

- *Nuevo Marco Normativo CNV*: Mediante Resolución N°622/2013 de fecha 5 de septiembre de 2013, la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) aprobó las NORMAS (N.T. 2013) aplicables a las sociedades sometidas al control de dicho organismo, en virtud de lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831, y el Decreto Reglamentario N° 1.023 de fecha 1° de agosto de 2013. Dicha Resolución deroga las anteriores normas de la CNV (N.T. 2001 y mods.) y las Resoluciones Generales N° 615/2013 y N° 621/2013, a partir de la entrada en vigencia de las NORMAS (N.T. 2013).

- *Acuerdos de Extensión de Concesiones*

- Neuquén: Con fecha 28 de diciembre de 2000, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto N° 1.252/2000, otorgó a YPF la prórroga de la concesión de explotación de las áreas Loma La Lata - Sierra Barrosa de las cuales YPF es titular, por un plazo adicional de 10 años hasta el mes de noviembre del año 2027, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Acuerdo de Prórroga suscripto el 5 de diciembre de 2000, entre el Estado Nacional, la Provincia de Neuquén e YPF. Con motivo de dicho acuerdo, YPF abonó al Estado Nacional US\$ 300 millones por la obtención de la prórroga antes mencionada, los cuales fueron registrados en el rubro bienes de uso del balance general; y se comprometió, entre otras cosas, a definir un programa de erogaciones e inversiones de US\$ 8.000 millones en la Provincia de Neuquén, desde el año 2000 hasta el 2017 y a abonar a la Provincia de Neuquén el 5% del flujo de fondos neto proveniente de la concesión, durante cada año del plazo de la prórroga. Las obligaciones mencionadas fueron alcanzadas por la normativa económica establecida en la Ley de Emergencia Pública.

Adicionalmente, durante los años 2008 y 2009, YPF suscribió con la Provincia de Neuquén una serie de acuerdos en virtud de los cuales obtuvo una prórroga por un plazo adicional de 10 años en las concesiones de explotación de diversas áreas ubicadas en dicha provincia, las cuales, producto de los acuerdos mencionados, vencerán entre los años 2026 y 2027. Como condición para la extensión de dichas concesiones, YPF en virtud de los acuerdos firmados con la Provincia durante 2008 y 2009 se ha comprometido entre otros a: i) abonar a la Provincia en concepto de pagos iniciales un total de US\$ 204 millones; ii) pagar en efectivo a la Provincia un “Canon Extraordinario de Producción” equivalente al 3% de la producción de las concesiones antes mencionadas. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales de hasta un 3% en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria de acuerdo a los mecanismos y valores de referencia establecidos en cada uno de los acuerdos firmados; y iii) realizar tareas de exploración sobre las áreas de exploración remanentes y realizar ciertas inversiones y erogaciones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto de los acuerdos por un monto total de aproximadamente US\$ 3.512 millones hasta la fecha de vencimiento de las concesiones.

Asimismo, con fecha 24 de julio de 2013, la Sociedad, a efectos de viabilizar la realización de un proyecto de hidrocarburos No Convencionales, suscribió con la Provincia de Neuquén un Acta Acuerdo mediante el cual se acordó: i) escindir de la concesión Loma La Lata – Sierra Barrosa una superficie de 327,5 km²; ii) incorporar dicha superficie escindida a la superficie de la concesión Loma Campana, conformando una superficie de 395 km²; y iii) prorrogar la concesión de explotación Loma

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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 No. 1208/13 y ley N° 2867.

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

Mediante la suscripción del Acta Acuerdo YPF asumió ciertos compromisos dentro de los cuales se encuentran: i) realizar en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo un Pago Inicial por un monto total de US\$ 135 millones; ii) pagar a la Provincia un “Canon Extraordinario de Producción” equivalente al 3% de la producción de las áreas incluidas en el Acta Acuerdo. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria por disminución de los derechos de exportación o incrementos del precio promedio mensual de petróleo crudo y/o gas natural de acuerdo a un mecanismo y valores de referencia establecidos en el Acta Acuerdo; iii) realizar tareas de exploración y ciertas inversiones y erogaciones por un monto total de US\$ 4.113 millones hasta el vencimiento del período extendido de las concesiones, de acuerdo a lo previsto en el Acta Acuerdo; iv) abonar anualmente en carácter de donación el equivalente al 0,3% del monto pagado como “Canon Extraordinario de Producción” para ser destinado a un Fondo para el Fortalecimiento Institucional, destinado a la compra de equipamiento, capacitación, entrenamiento e incentivo del personal, logística y gastos operativos de diversos organismos de la Provincia de Mendoza designados en el Acta Acuerdo, entre otros.

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

YPF mediante la suscripción del acta acuerdo asumió, entre otros, los siguientes compromisos: i) abonar en las fechas indicadas en el acta acuerdo un Canon de Prórroga de US\$ 200 millones; ii) pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos Convencionales equivalente al 12% más un 3% adicional de los Hidrocarburos producidos; iii) pagar a la Provincia regalías sobre la producción de Hidrocarburos No Convencionales equivalente al 10% de los Hidrocarburos producidos; iv) realizar un plan de inversiones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto del acta acuerdo; v) realizar inversiones en exploración complementaria vi) realizar dentro del ámbito de la Provincia inversiones en infraestructura social por un monto equivalente al 20% del Canon de Prórroga. vii) definir y priorizar en forma conjunta un plan de remediación de pasivos ambientales que contemple criterios técnicos razonables y la extensión de las tareas de remediación a la vigencia del plazo de las concesiones.

- Salta: El 23 de octubre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Salta un acta acuerdo a efectos de extender por 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

YPF en las concesiones de explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga (equivalentes a un 5% del total de dichas concesiones) y en las UTEs asociadas a las mismas.

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

– *Acuerdos de Proyectos de Inversión*

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

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

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

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

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

La Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CHNC, pero dado que en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes de CHNC ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en CHNC. Consecuentemente, según lo requerido por las NIIF, la Sociedad ha valuado su participación en CHNC al costo, el cual no es significativo, y no ha registrado resultado alguno por la mencionada participación durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2014.

Adicionalmente a la cesión anteriormente mencionada (el crédito neto por la cesión a favor de YPF al 31 de marzo de 2014 asciende a 1.053), durante el primer trimestre de 2014, YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan la compras netas de gas y crudo por parte de YPF por 335. Dichas transacciones se perfeccionaron en función de las condiciones generales y regulatorias del mercado.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

A la fecha se ha completado exitosamente la segunda fase del Acuerdo 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 así 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.

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

En caso que Dow ejerza la opción de conversión, la Sociedad cedería el 50% de su participación en el área "El Orejano", la cual comprende una extensión total de 45 km² (11.090 acres), en la provincia del Neuquén y el 50% de participación en una UTE a conformarse para la explotación de dicha área.

En caso de que no ejerza la opción de conversión, las partes han acordado las condiciones de devolución del financiamiento, el cual tendrá una duración de 5 años.

Al 31 de marzo de 2014, la Sociedad ha recibido los primeros tramos de la mencionada transacción por un importe total de US\$ 60 millones, los cuales han sido registrado 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 (que deberá ser completada en un plazo de 12 meses), Petrolera Pampa se ha comprometido a invertir US\$ 81,5 millones para la perforación de 17 pozos y la adquisición e interpretación de aproximadamente 40 km² de sísmica 3D. Adicionalmente, la Sociedad sumará una inversión equivalente para la perforación de 17 pozos adicionales de los cuales tendrá derecho a obtener el 100% de lo producido.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

Con fecha 26 de marzo de 2014, en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos dispuesto por la Ley N° 25.561 y complementarias, MetroGAS suscribió un Acuerdo Transitorio con la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), por el cual se acuerda en forma transitoria un régimen tarifario de transición que permita la obtención de recursos adicionales a los que estaba percibiendo por la aplicación de la Resolución ENARGAS N° I/2407 del 27 de diciembre de 2012, en la cual se había estipulado el cobro de un monto fijo por factura diferenciado por categoría de usuario, con destino a la ejecución de obras y cuyo producido debía ser depositado en un Fideicomiso creado al efecto. El nuevo Acuerdo Transitorio, ratificado por el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 445/2014, establece un régimen tarifario de transición a partir del 1° de abril de 2014, consistente en la readecuación de precios y tarifas considerando los lineamientos necesarios para mantener la continuidad del servicio y criterios comunes a las demás empresas licenciatarias de Distribución e incorpora en sus cláusulas un mecanismo de monitoreo de costos sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones, e índices de precios representativos de tales costos, que bajo ciertas premisas activa el inicio de un procedimiento de revisión, mediante el cual el ENARGAS evaluará la real magnitud de la variación de los costos de explotación e inversiones de la Licenciataria, determinando si corresponde el ajuste de la tarifa de distribución.

Con fecha 27 de marzo de 2014, el Gobierno Nacional anunció también un esquema de readecuación de subsidios y la Secretaría de Energía de la Nación con fecha 31 de marzo de 2014, dictó la Resolución SE N° 226/14 mediante la cual se considera que resulta necesario determinar un conjunto de nuevos precios para el gas natural y un esquema que procure un consumo racional del mismo, incentivando el ahorro para generar un uso responsable. En ese marco se establecen nuevos precios del gas natural para los usuarios Residenciales para cada cuenca de producción y categoría de usuario, y esos nuevos precios serán de aplicación bajo un mecanismo de comparación con los consumos de igual bimestre/mes del año anterior.

Considerando lo descripto precedentemente, el impacto real en los niveles de ingresos y en los costos de MetroGAS, dependerá de una variable ajena a su control, que es la reducción de consumo que puedan tener sus usuarios, el que además no dependerá exclusivamente de las acciones que cada uno individualmente pueda realizar para reducir su consumo, sino también de los efectos por cambios en las variables climáticas entre ambos periodos de comparación.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

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

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

- Resolución SE N° 146/2002: la presente resolución estableció el marco por medio de la cual los generadores pueden solicitar financiamiento para realizar obras de mantenimientos mayores o extraordinarios con el objetivo de mantener la disponibilidad de sus unidades. Dicho financiamiento puede ser cancelado con resultados futuros de su negocio de generación como así también realizar pre cancelaciones al mismo. En el marco de la presente, YPF Energía Eléctrica, como continuadora de las operaciones de las Centrales Térmicas Tucumán y San Miguel de Tucumán, ha solicitado financiamiento para hacer frente a su plan de mantenimientos y mejora de disponibilidad de las centrales de Tucumán y aportando sus Liquidaciones de Venta sin Fecha de Vencimiento a Definir (“LVFVD”) para realizar precancelaciones a los montos financiados.
- Resolución SE N° 406/2004: por medio de la cual se dispuso un mecanismo de prioridades de cobro de los diferentes conceptos remunerativos de las centrales de generación de electricidad. De esta forma se priorizó el cobro de los conceptos relativos a los costos variables y cobro de la potencia puesta a disposición del sistema y por último los montos relativos a los márgenes de generación por las ventas realizadas en el mercado Spot según la curva de contratos con Grandes Usuarios registrada entre Mayo y Agosto de 2004. Para éstos últimos, y para los casos en que CAMMESA no dispusiera de una fecha cierta de cancelación, emitió LVFVD.
- Acuerdo de Generadores 2008-2011: El 25 de noviembre de 2010 se firmó entre la SE y las principales empresas de generación de energía eléctrica el “Acuerdo para la gestión y operación de proyectos, aumento de la disponibilidad de generación térmica y adaptación de la remuneración de la generación 2008-2011” (en adelante el “Acuerdo de Generadores”). Este Acuerdo de Generadores tuvo como objeto establecer el marco, las condiciones y los compromisos a asumir por las partes para continuar con el proceso de adaptación del MEM, viabilizar el ingreso de nueva generación para cubrir el aumento de la demanda de energía y potencia en dicho Mercado, determinar un mecanismo para la cancelación de las acreencias consolidadas de los generadores correspondientes al período comprendido entre el 1° de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 y el reconocimiento de la remuneración global que corresponde a los Agentes Generadores del MEM que adhieran a dicho

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

Acuerdo de Generadores. El Acuerdo de Generadores previó un incremento en la remuneración por la "Potencia Puesta a Disposición" de los generadores térmicos adherentes y en los valores máximos reconocidos para los costos variables de mantenimiento y otros no combustibles. YPF Energía Eléctrica como sociedad continuadora de la operación de las centrales del Complejo de Generación El Bracho, posee acreencias con CAMMESA, derivadas del presente acuerdo.

- Resolución SE N° 95/2013: la presente resolución dispone un nuevo esquema de remuneraciones basado en los conceptos que se describen a continuación y discriminados en función del tamaño y el tipo de tecnología de generación utilizada. Los conceptos remunerativos definido corresponden a: a) remuneración de los costos fijos, b) remuneración de los costos variables no combustibles, c) remuneración adicional directa y d) remuneración adicional indirecta, la cual será destinada a conformar un fideicomiso para el desarrollo de obra de infraestructura de energía eléctrica. Para acceder a dichas remuneraciones es necesario aceptar los términos y condiciones establecidos por la norma. YPF Energía Eléctrica, se ha acogido al presente régimen, con fecha 9 de agosto y en forma retroactiva al 1 de febrero de 2013. Entre otras cuestiones establecidas por la presente resolución, debe destacarse que la misma estableció que desde la fecha de entrada en vigencia de esta resolución quedará suspendida, hasta tanto la SE disponga lo contrario, la celebración de nuevos contratos y/o la renovación de contratos existentes entre generadores y grandes usuarios (con excepción de los contratos enmarcados en la Resolución SE N° 1.281/2006 "Energía Plus" y la Resolución SE N° 220/2006 entre otros). Asimismo dispone que a partir de la fecha de vencimiento de los contratos existentes los grandes usuarios pasarán a realizar sus compras de energía a través del organismo encargado del despacho (CAMMESA). Del mismo modo dispone que los contratos de aprovisionamiento de combustibles solo serán reconocidos mientras se encuentren vigentes no pudiendo celebrarse nuevos ni renovarse los actuales a partir de su fecha de vencimiento.

12. INFORMACION CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO

Los distintos segmentos en los que se estructura la organización de la Sociedad tienen en consideración las diferentes actividades de las que YPF puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos. La citada estructura organizativa se fundamenta en la forma en la que la máxima autoridad en la toma de decisiones operativas analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento, considerando asimismo la estrategia de negocios de la Sociedad.

La estructura de segmentos de negocio, definidos teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8, consiste en: la exploración y producción, incluyendo las compras de gas, compras de petróleo crudo derivadas de contratos de servicios y concesiones, así como las ventas de petróleo crudo y gas intersegmento ("Exploración y Producción"); la refinación, transporte, compra de crudo y gas a terceros e intersegmento y la comercialización a terceros de petróleo crudo, gas, productos destilados, petroquímicos, generación eléctrica y distribución de gas natural ("Downstream"); y las restantes actividades realizadas por la Sociedad, que no encuadran en estas categorías, agrupadas bajo la clasificación de "Administración Central y Otros", comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central, las actividades de construcción y las remediaciones ambientales correspondientes a nuestra sociedad controlada YPF Holdings (ver Nota 3).

Las ventas entre segmentos de negocio se realizaron a precios internos de transferencia establecidos por la Sociedad, que reflejan aproximadamente los precios de mercado doméstico.

El resultado operativo y los activos para cada segmento han sido determinados después de ajustes de consolidación.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

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

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

	Exploración y Producción	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2014					
Ingresos por ventas	1.385	29.144	135	-	30.664
Ingresos intersegmentos	13.534	427	897	(14.858) ⁽¹⁾	-
Ingresos ordinarios	14.919	29.571	1.032	(14.858)	30.664
Utilidad (Pérdida) operativa	3.013	2.453	(354)	(728)	4.384
Resultado de inversiones en sociedades	(3)	-	-	-	(3)
Depreciación de bienes de uso	3.301	547	55	-	3.903
Inversión en bienes de uso ⁽²⁾	8.603	999	120	-	9.722
Activos	99.272	65.016	8.433	(2.081)	170.640
Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2013					
Ingresos por ventas	372	18.126	136	-	18.634
Ingresos intersegmentos	8.465	138	422	(9.025) ⁽¹⁾	-
Ingresos ordinarios	8.837	18.264	558	(9.025)	18.634
Utilidad (Pérdida) operativa	1.872	1.210	(487)	(62)	2.533
Resultado de inversiones en sociedades	(1)	1	-	-	-
Depreciación de bienes de uso	1.841	286	41	-	2.168
Inversión en bienes de uso	3.654	596	32	-	4.282
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013					
Activos	70.775	51.336	15.161	(1.677)	135.595

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

(2) Inversiones de bienes de uso netas de las altas correspondientes al Grupo Apache en Argentina a la fecha de toma de control (ver Nota 13) y UTE Puesto Hernández a la fecha de adquisición de la participación adicional.

A continuación se desglosa la distribución de los ingresos por ventas a terceros por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014 y 2013, como así también los bienes de uso por áreas geográficas al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

	Ingresos ordinarios		Bienes de Uso	
	2014	2013	2014	2013
Argentina	26.640	16.108	124.290	93.255
Países del Mercosur y asociados	2.291	1.774	24	20
Resto del América	766	443	229	221
Europa	967	309	-	-
Total	30.664	18.634	124.543	93.496

Al 31 de marzo de 2014 ningún cliente externo representa ni supera el 10% de los ingresos por las actividades ordinarias de la Sociedad.

13. COMBINACIONES DE NEGOCIOS

- GASA:

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Nombre y descripción de la sociedad adquirida: GASA es la sociedad controlante de MetroGAS, empresa adjudicataria de la licencia para la distribución de gas natural en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y sur del conurbano de la Provincia de Buenos Aires.

GASA posee el 70% del capital accionario de MetroGAS mediante la tenencia de la totalidad de las acciones clase "A" representativas del 51% de capital, más un 19% en acciones clase "B".

MetroGAS brinda el servicio de distribución a aproximadamente 2,2 millones de clientes dentro de su área de servicio (Capital Federal y once municipalidades del sur del Gran Buenos Aires).

Fecha de adquisición, porcentaje adquirido y razones de la adquisición: La Sociedad dio cumplimiento a las obligaciones emergentes de la compra, el cual se correspondía con el pago del saldo de la operación, durante Mayo de 2013. A partir de la adquisición adicional (acciones representativas del 54,67% del capital de GASA), la Sociedad controla el 100% de GASA.

Tal como surge de la Resolución 1/2566 D del Enargas, se estima que la operación redundará en un sustancial beneficio para el usuario del servicio de distribución de gas natural ya que permitirá aplicar a MetroGAS una gestión responsable, no solo en lo económico-financiero sino también asumiendo principios sociales de los que depende el bienestar de las generaciones actuales y futuras.

Valor razonable de la contraprestación transferida, y valor razonable de los principales activos objeto de la adquisición: El precio de la operación mencionada (adquisición de acciones representativas del 54,67% del capital de GASA) ascendió a US\$ 9,7 millones, lo que equivale a un valor total por el 100% de la participación de GASA de aproximadamente US\$ 17,7 millones, el cual se aproxima al valor razonable de los activos y pasivos netos de la sociedad adquirida.

A continuación se detallan los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos de la sociedad adquirida (valores al 100% de participación), los cuales han sido incorporados en el balance de la Sociedad a partir de la fecha de toma de control:

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

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

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

– YPF Energía Eléctrica S.A.:

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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

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

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

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

Fecha de la Escisión 31 de julio de 2013

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

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

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

– APACHE:

Tal como se menciona en la Nota 1.a), con fecha 12 de febrero de 2014, YPF y su subsidiaria YPF Europe B.V. ("YPF Europe", constituida en enero de 2014) aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International Finance II S.a.r.l. (conjuntamente el "Grupo Apache") para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades controlantes de los activos del Grupo Apache en la República Argentina y la adquisición de determinados préstamos intercompany adeudados por las sociedades adquiridas a sociedades del Grupo Apache. El precio convenido entre las partes fue de US\$ 786 millones, el cual se canceló mediante un desembolso inicial de US\$ 50 millones realizado el 12 de febrero de 2014 y el saldo remanente fue cancelado el 13 de marzo de 2014, fecha a partir de la cual 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 en el mercado local por US\$ 31 millones. El precio acordado estará sujeto a la revisión de la información contable de las sociedades adquiridas por un plazo de 150 días contados a partir de la fecha de adquisición.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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

En virtud de lo reciente de la operación, tanto la estimación de los valores razonables de los principales activos y pasivos identificados de las sociedades adquiridas, como la contabilización inicial de los mismos es provisoria y se encuentra sujeta a la finalización de procedimientos de análisis de la información contable, impositiva y contractual de las sociedades adquiridas.

A continuación se detalla la estimación provisoria de los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos identificados de las sociedades adquiridas (valores al 100% de participación y luego de ajustes de consolidación), los cuales han sido incorporados en el balance de la Sociedad en la fecha de adquisición:

Efectivo y equivalentes de efectivo	96
Activos disponibles para la venta	1.531
Créditos por ventas	474
Otros créditos y otros activos	188
Bienes de uso	5.507
Provisiones	787
Préstamos	247
Cuentas por pagar	403
Cargas Sociales y Otras cargas fiscales	138
Impuesto a las ganancias a pagar	23

A continuación se detalla la información relacionada con ingresos, costos y gastos de las sociedades adquiridas requerida por las NIIF:

	Desde la fecha de adquisición hasta el cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2014	Desde el inicio del ejercicio hasta el cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2014
Ingresos ordinarios	215	977
Costo de ventas	(164)	(745)
Utilidad Bruta	51	232
Otros costos operativos	(16)	(73)
Utilidad operativa	35	159
Resultados financieros	(17)	(77)
Impuesto a las ganancias	(5)	(23)
Resultado neto del período	13	59

A su vez, la Sociedad ha celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. ("Pluspetrol") por el cual le otorga, a cambio de US\$ 217 millones, porcentajes de participación correspondientes a Apache Energía Argentina S.R.L. (sociedad controlada por Apache Canada Argentina Holdings S.a.r.l.) en 3 concesiones y cuatro contratos de UTE, como así también una participación correspondiente a YPF en un contrato de UTE. Todas las participaciones se vinculan a activos ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta. La mencionada transacción se encuentra pendiente de aprobación por parte de las autoridades regulatorias correspondientes. Al 31 de marzo de 2014, los activos relacionados han sido clasificados en la línea "Activos disponibles para la venta". Adicionalmente, el importe de 1.531 cobrado por la transacción ha sido imputado al rubro cuentas por pagar – anticipo por venta de bienes de uso.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

14. HECHOS POSTERIORES

- 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.
- 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.
- 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 del Neuquén, dentro del Area Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Norambuena, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron. La inversion 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%.

- En abril de 2014 la Sociedad ha emitido las Obligaciones Negociables Clase XXVIII por un monto de US\$ 1.000 millones, las cuales devengarán interés a tasa fija y cuyo vencimiento de capital operará entre 2022 y 2024; y ha realizado el canje voluntario de Obligaciones Negociables con vencimiento 2028 por Obligaciones Negociables Clase XXVI por un valor nominal de US\$ 86,6 millones.
- 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.

Los presentes estados contables fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 8 de mayo de 2014.

A la fecha de emisión de los presentes estados contables no han existido hechos posteriores significativos cuyo efecto sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad al 31 de marzo de 2014, o su exposición en nota a los presentes estados contables de corresponder, no hubieren sido considerados en los mismos según las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE MARZO DE 2014 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2013

SOCIEDADES CONSOLIDADAS, NEGOCIOS CONJUNTOS Y SOCIEDADES VINCULADAS

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

a) Sociedades consolidadas⁽¹²⁾

Denominación y Emisor	2014										
	Características de los valores			Información sobre el ente emisor							
	Clase	Valor Nominal	Cantidad	Actividad Principal	Domicilio Legal	Fecha	Capital Social	Resultado	Patrimonio Neto	Participación sobre capital social	
Controladas:⁽¹²⁾											
YPF International S.A. ⁽⁸⁾	Ordinarias	Bs.	100	2.512.290	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, República de Bolivia	31-03-2014	287	6	651	99,99%
YPF Holdings Inc. ⁽⁸⁾	Ordinarias	US\$	0,01	810.614	Inversión y financiera	10333 Richmond Avenue I, Suite 1050, TX, U.S.A.	31-03-2014	6.445	(5)	(950)	100,00%
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	Ordinarias	\$	1	163.701.747	Gestión comercial de estaciones de servicios de propiedad de YPF S.A.	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-03-2014	163	89	493	99,99%
A-Evangelista S.A.	Ordinarias	\$	1	8.683.698	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-03-2014	9	43	147	100,00%
YPF Servicios Petroleros S.A.	Ordinarias	\$	1	47.500	Servicios de perforación y/o reparación de pozos	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-2011	110	30	39	100,00%
YPF Inversora Energética S.A. ⁽⁹⁾	Ordinarias	\$	1	59.949.005	Inversión	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-2013	60	(120)	118	100,00%
YPF Energía Eléctrica S.A. ⁽¹³⁾	Ordinarias	\$	1	30.006.540	Exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos y generación, transporte y comercialización de energía eléctrica.	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-03-2014	30	72	436	100,00%
YPF Chile S.A. ⁽¹⁴⁾	Ordinarias	-	-	44.826.217	Compraventa de lubricantes y combustibles de aviación y estudio y exploración de hidrocarburos	Villarica 322, Módulo B1, Quilicura, Santiago	31-03-2014	393	(28)	395	100,00%
YPF Tecnología S.A.	Ordinarias	\$	1	98.991.000	Investigación, desarrollo, producción y comercialización de tecnologías, conocimientos, bienes y servicios	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-03-2014	194	29	234	51,00%
YPF Europe B.V. ⁽⁸⁾	Ordinarias	US\$	0,01	21.200.000.001	Inversión y financiera	Prins Bernardplein 200, 1097 JB, Amsterdam, Holanda	(11)	(11)	(11)	(11)	100,00%
Apache Canada Argentina Investment S.a.r.l. ⁽⁸⁾	Ordinarias	US\$	1	20.000	Inversión	13-15, Avenue de la Lierlé, L-1931, Luxembourg	(11)	(11)	(11)	(11)	100,00%
Apache Argentina Corporation ⁽⁸⁾	Ordinarias	US\$	1	1.000.000	Inversión	Boundary Hall, Cricket Square P.O. Box 1111 George Town, Grand Cayman, Cayman Islands KY1-1102	(11)	(11)	(11)	(11)	100,00%
Apache Petrolera Argentina S.A. ⁽⁸⁾	Ordinarias	\$	1	181.821.419	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	(11)	(11)	(11)	(11)	100,00%

b) Sociedades valuadas a valor patrimonial proporcional

Denominación y Emisor	2014												31 de diciembre de 2013	
	Características de los valores			Información sobre el ente emisor									Valor Registrado ⁽⁸⁾	
	Clase	Valor Nominal	Cantidad	Valor Registrado ⁽⁸⁾	Costo ⁽²⁾	Actividad Principal	Domicilio Legal	Fecha	Capital Social	Resultado	Patrimonio Neto	Participación sobre capital social		
Negocios conjuntos:														
Compañía Mega S.A. ⁽⁹⁾⁽⁸⁾	Ordinarias	\$	1	244.246.140	520	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	31-12-2013	643	(48)	856	38,00%	408
Profertil S.A. ⁽⁸⁾	Ordinarias	\$	1	391.291.320	1.313	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, P. 3, Buenos Aires, Argentina	31-12-2013	783	660	1.358	50,00%	1.088
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias	\$	1	45.803.655	478	-	Refinación	Maipú 1, P. 2º, Buenos Aires, Argentina	31-12-2013	92	155	728	50,00%	413
					2.311	-								1.909
Influencia significativa:														
Oleoductos del Valle S.A.	Ordinarias	\$	10	4.072.749	72	(1)	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	31-03-2014	110	30	277	37,00%	70
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias	\$	10	476.034	56	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, P. 11º, Buenos Aires, Argentina	31-12-2013	14	(2)	173	33,15%	55
Oiltanking Ebytem S.A. ⁽⁸⁾	Ordinarias	\$	10	351.167	80	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales – Provincia de Buenos Aires, Argentina.	31-03-2014	12	3	35	30,00%	58
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	PREFERIDAS	\$	1	15.579.578	15	-	Transporte de gas por ducto	San Martín 323, P.13º, Buenos Aires, Argentina	31-12-2013	156	40	232	10,00%	16
Central Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	0,01	2.822.342.992	-	(7)	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	31-03-2013	356	(59)	32	9,99% ⁽⁵⁾	-
Inversora Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	1	103.501.823	-	(7)	Inversión y financiera	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	31-03-2013	241	(35)	148	42,86%	-
Oleoducto Transandino (Argentina) S.A.	PREFERIDAS	\$	1	27.018.720	17	-	Transporte de petróleo por ducto	Macacha Güemes 515, P.3º, Buenos Aires, Argentina	31-12-2013	34	12	49	36,00%	15
Otras Sociedades:														
Diversas ⁽⁴⁾	-	-	-	-	13	134	-	-	-	-	-	-	-	13
					253	373								227
					2.564	373								2.136

- (1) Corresponde al porcentaje de participación sobre el patrimonio neto de la sociedad, neto de resultados no trascendidos a terceros.
(2) Corresponde al costo neto de dividendos cobrados y reducciones de capital.
(3) Corresponde al porcentaje de participación sobre el patrimonio neto de la sociedad más ajustes para adecuar los criterios contables a los de YPF.
(4) Incluye Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd., A&C Pipeline Holding Company, Poligás Luján S.A.C.I., Oleoducto Transandino (Chile) S.A., Bizoy S.A., Civeny S.A., Bioceres S.A. y Apache Canada Holding S.a.l.
(5) Adicionalmente, la Sociedad posee un 29,93% de participación indirecta en el capital a través de Inversora Dock Sud S.A.
(6) En función de lo estipulado en el convenio de accionistas, existe control conjunto de parte de los accionistas en esta sociedad.
(7) El valor patrimonial proporcional negativo al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, luego de adecuar el patrimonio neto a los criterios contables de YPF, se encuentra expuesto en el rubro "Cuentas por pagar".
(8) Se ha definido el dólar como la moneda funcional de la presente sociedad.
(9) Durante el 2013 YPF Inversora Energética S.A. ha tomado el control de GASA. Al 31 de marzo de 2014 la Sociedad posee directa e indirectamente el 100% del capital social de GASA, la cual posee el 70% del capital social de MetroGAS (ver Nota 13).
(10) No se expone valor alguno dado que el valor registrado es menor a 1.
(11) Dado lo reciente de la adquisición, a la fecha no se cuenta con la información disponible.
(12) Adicionalmente se consolidan YPF Services USA Corp., Eleran Inversiones 2011 S.A.U., Energía Andina S.A., Compañía Minera Argentina S.A., YPF Perú SAC., YPF Brasil Comercio Derivado de Petróleo Ltd., Wokler Investment S.A., YPF Colombia S.A., Eleran Inversiones 2011 S.A.U., CIMS A y Lestery S.A.
(13) Sociedad constituida a través de la emisión de Pluspetrol Energy S.A. (ver Nota 13).
(14) Se ha definido el peso chileno como moneda funcional de esta Sociedad.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 233 - Fº 73

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS**UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS Y CONSORCIOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

Al 31 de marzo de 2014, las principales Uniones Transitorias de Empresas (“UTEs”) y consorcios de exploración y producción en los que la Sociedad participa son las siguientes:

Nombre y Ubicación	Participación	Operador
Acambuco <i>Salta</i>	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana <i>Neuquén</i>	27,27%	Total Austral S.A.
Aguaragüe <i>Salta</i>	53,00%	Tecpetrol S.A.
CAM-2/A SUR <i>Tierra del Fuego</i>	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Campamento Central / Cañadón Perdido <i>Chubut</i>	50,00%	YPF S.A.
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</i>	50,00%	YPF S.A.
Ramos <i>Salta</i>	42,00%	Pluspetrol Energy S.A.
San Roque <i>Neuquén</i>	34,11%	Total Austral S.A.
Tierra del Fuego <i>Tierra del Fuego</i>	100,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.
Yacimiento La Ventana – Río Tunuyán <i>Mendoza</i>	60,00%	YPF S.A.
Zampal Oeste <i>Mendoza</i>	70,00%	YPF S.A.
Neptuno <i>EEUU</i>	15,00%	BHPB Pet (Deepwater) Inc.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

BALANCE GENERAL AL 31 DE MARZO DE 2014 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2013 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 31-03-14	Valor en pesos al 31-03-14	
	31-12-2013		31-03-2014				
Activo No Corriente							
Créditos por ventas	CLP	-	CLP	8.146	0,01	(1)	81
Otros créditos y anticipos	US\$	319	US\$	258	7,90	(1)	2.038
	UYU	-	UYU	1	0,01	(1)	-
	BRL	4	BRL	4	3,48	(1)	14
Total del activo no corriente							2.133
Activo Corriente							
Créditos por ventas	US\$	263	US\$	309	7,90	(1)	2.441
	CLP	8.688	CLP	8.133	0,01	(1)	81
	BRL	21	BRL	27	3,48	(1)	94
Otros créditos y anticipos	US\$	502	US\$	497	7,90	(1)	3.926
	€	3	€	3	10,87	(1)	33
	UYU	34	UYU	1	0,01	(1)	-
	BOP	-	BOP	6	0,32	(1)	2
	CLP	1.087	CLP	5391	0,01	(1)	54
	BRL	-	BRL	41	3,48	(1)	143
Efectivo y equivalentes de efectivo	US\$	649	US\$	124	7,90	(1)	980
	€	-	€	13	10,87	(1)	141
Total del activo corriente							7.895
Total del activo							10.028
Pasivo No Corriente							
Provisiones	US\$	2.095	US\$	1.621	8,00	(2)	12.968
Otras cargas fiscales	US\$	16	US\$	-	8,00	(2)	-
Remuneraciones y cargas sociales	US\$	1	US\$	1	8,00	(2)	8
Préstamos	US\$	1.980	US\$	2.051	8,00	(2)	16.408
Cuentas por pagar	US\$	60	US\$	35	8,00	(2)	280
	UYU	8	UYU	-	-	(2)	-
Total del pasivo no corriente							29.664
Pasivo Corriente							
Provisiones	US\$	123	US\$	84	8,00	(2)	672
Otras cargas fiscales	CLP	-	CLP	4.802	0,01	(2)	48
Préstamos	US\$	985	US\$	1.044	8,00	(2)	8352
	BRL	13	BRL	4	3,51	(2)	14
Remuneraciones y cargas sociales	US\$	2	US\$	1	8,00	(2)	8
	UYU	10	UYU	-	-	(2)	-
	BRL	2	BRL	-	-	(2)	-
Cuentas por pagar	US\$	1.776	US\$	1.708	8,00	(2)	13.664
	€	186	€	239	11,03	(2)	2.636
	UYU	27	UYU	-	-	(2)	-
	BOP	23	BOP	15	0,96	(2)	14
	CLP	6.629	CLP	5.642	0,01	(2)	56
	BRL	6	BRL	-	-	(2)	-
Total del pasivo corriente							25.464
Total del pasivo							55.128

(1) Tipo de cambio comprador.

(2) Tipo de cambio vendedor.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 08 - MAYO - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3ENRIQUE A. FILA
Por Comisión FiscalizadoraGUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

Informe de la Comisión Fiscalizadora

A los señores Accionistas de

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 una revisión de los estados contables consolidados intermedios adjuntos de YPF SOCIEDAD ANÓNIMA (en adelante, mencionada indistintamente como “YPF SOCIEDAD ANÓNIMA” o “la Sociedad”) y sus sociedades controladas (las que se detallan en el Anexo I a dichos estados contables consolidados) que incluyen el balance general consolidado al 31 de marzo de 2014, los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el período de tres meses finalizado en esa fecha y la información complementaria contenida en notas 1 a 14 y sus anexos I, II y III (la nota 1 describe las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los estados contables consolidados adjuntos). Los saldos y otra información correspondientes al ejercicio 2013, son parte integrante de los estados contables mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados con ellos.
2. El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados contables de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) como normas contables profesionales e incorporadas por la CNV a su normativa, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por su sigla en inglés) y, por lo tanto, es responsable por la preparación y presentación de los estados contables consolidados intermedios mencionados en el párrafo 1 de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 “Información Financiera Intermedia” (“NIC 34”). Nuestra responsabilidad consiste en expresar una conclusión basada en la revisión que hemos realizado con el alcance detallado en el párrafo 3.
3. Nuestra revisión fue realizada de acuerdo con normas de sindicatura vigentes. Dichas normas requieren la aplicación de los procedimientos establecidos en la Resolución Técnica N° 7 de la FACPCE para revisiones limitadas de estados contables de períodos intermedios 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 una revisión del trabajo realizado por los auditores externos de la Sociedad, Deloitte & Co. S.A., quienes emitieron su informe de revisión limitada con fecha 08 de mayo de 2014. Una revisión limitada consiste, principalmente, en la aplicación de procedimientos analíticos sobre las cifras incluidas en los estados contables consolidados intermedios y en la realización de indagaciones a personal de la Sociedad responsable de la preparación de la información incluida en los estados contables consolidados intermedios y su posterior análisis. El alcance de la revisión descripta, es sustancialmente inferior al de un examen de auditoría, cuyo objetivo es expresar una opinión sobre los estados contables bajo examen. Consecuentemente, no expresamos opinión sobre la situación financiera consolidada, el resultado integral consolidado, la evolución del patrimonio neto y el flujo de efectivo consolidado de la Sociedad. 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. Sobre la base de nuestra revisión, estamos en condiciones de informar que no hemos tomado conocimiento de ninguna modificación significativa que deba hacerse a los estados contables consolidados intermedios de YPF SOCIEDAD ANÓNIMA, identificados en el punto 1 del presente informe, para que estén presentados de acuerdo con la NIC 34.
5. Las cifras de los estados contables consolidados intermedios mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 de este informe surgen de aplicar los procedimientos de consolidación establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera a partir de los estados contables individuales intermedios de las sociedades que integran el grupo económico, las que se detallan en el Anexo I a los estados contables adjuntos. Los estados contables individuales intermedios de la Sociedad surgen de sus registros contables que, en sus aspectos formales, han sido llevados de conformidad con las disposiciones legales vigentes.
6. Se ha dado cumplimiento a lo dispuesto por el artículo N° 294 de la Ley N° 19.550.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 08 de mayo de 2014.

Por Comisión Fiscalizadora

Enrique A. Fila
Síndico Titular



YPF Sociedad Anónima

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

Ejercicio Económico N° 38 iniciado el 1 de enero de 2014

Reseña Informativa al 31 de Marzo de 2014

Información confeccionada sobre la base de los Estados Contables Consolidados de YPF S.A. y sus Sociedades Controladas

Contenido

- 1.- Comentarios Generales (*)
- 2.- Síntesis de la Estructura Patrimonial
- 3.- Síntesis de la Estructura de Resultados
- 4.- Síntesis del Estado de Flujos de Efectivo
- 5.- Datos Estadísticos (*)
- 6.- Índices
- 7.- Perspectivas (*)

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

Mayo 8, 2014



1. Comentarios Generales

Siendo YPF una empresa cuya actividad se centra básicamente en el mercado argentino, la Sociedad lleva a cabo su gestión en el marco de la evolución de las principales variables del contexto macroeconómico del país. En este contexto y de acuerdo a los datos del Informe de Avance del Nivel de Actividad confeccionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC), la estimación preliminar de actividad económica para el año 2013 reflejó un crecimiento de 3,0%, impulsado principalmente por el crecimiento de la demanda interna.

A partir de 2014, el gobierno argentino estableció un nuevo índice de precios al consumidor nacional urbano (IPCNU), incluyendo las 24 provincias, divididas en 6 regiones. De acuerdo al IPCNU, la inflación fue de 3,7%, 3,4% y 2,6% en enero, febrero y marzo de 2014, respectivamente, acumulando un incremento del 10,0% con respecto a diciembre de 2013.

En materia de financiamiento al sector privado, y luego de haber experimentado una tendencia creciente a lo largo de todo el año 2013, las tasas de interés en el mercado local han continuado mostrando una tendencia en el mismo sentido también durante el primer trimestre de 2014. A principios de 2014, el BCRA aumentó las tasas de interés de las especies a tasas predeterminadas, pero esta vez los aumentos fueron mayores y el incremento se trasladó a todos los plazos de la curva de rendimientos.

El tipo de cambio peso/dólar había culminado el año 2013 en un valor de 6,52 pesos por dólar y se incrementó hasta llegar a 7,97 pesos por dólar al cierre del primer trimestre de 2014, resultando por lo tanto aproximadamente un 22,2% superior a la cotización observada a finales del 2013. Esta devaluación se produjo principalmente en el mes de enero de 2014 (aproximadamente un 23% durante dicho mes), habiéndose observado una relativa estabilidad en el mercado cambiario desde entonces y hasta el cierre del trimestre. El gobierno argentino efectúa un continuo seguimiento y análisis de los potenciales efectos de tal devaluación en el resto de la economía, así como los efectos sobre la evolución de los precios de bienes y servicios. En este contexto, se llevaron adelante negociaciones entre los productores de crudo, refinadores y el gobierno, que han dado lugar a un acuerdo informal para definir un sendero de incremento gradual de precios en el valor del petróleo crudo hasta fin de abril de 2014, con el objetivo de atenuar los efectos económicos sobre el resto de la economía argentina

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, la cotización del barril de crudo Brent alcanzó los US\$ 105,95 al cierre del primer trimestre de 2014 (frente a los US\$ 109,95 al cierre de 2013), lo que representa una baja de 3,6%.



COMPARACIÓN DE RESULTADOS

PRIMER TRIMESTRE 2014 VS. PRIMER TRIMESTRE 2013

La Sociedad

Los ingresos ordinarios correspondientes al primer trimestre de 2014 fueron de \$ 30.664 millones, lo que representa un aumento del 64,6% en comparación con la suma de \$ 18.634 millones correspondiente al mismo trimestre de 2013. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron \$ 3.439 millones gracias a un incremento en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, compensado parcialmente con una disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1,4%, esto último casi sin efectos en la facturación debido a la mejora en el mix de productos vendidos;
- Las ventas de naftas aumentaron \$ 2.541 millones gracias a un incremento en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 6%;
- Las ventas de fuel oil se incrementaron en \$ 839 millones debido a un aumento en el precio promedio obtenido y en los volúmenes comercializados localmente durante el primer trimestre de 2014, habiendo sido destinados fundamentalmente al mercado de generación de electricidad;
- Las ventas de petróleo se incrementaron en \$ 774 millones debido a que aumentaron los volúmenes vendidos a terceros tanto en el mercado externo como en el local (con incrementos de 106 mil m³ y 55 mil m³, respectivamente) como consecuencia de los mayores volúmenes de producción y de las necesidades puntuales de procesamiento en el presente trimestre;
- Las ventas de gas natural en el mercado doméstico se incrementaron en \$ 1.800 millones como consecuencia de un aumento de aproximadamente un 13,5% en el volumen comercializado fundamentalmente en el segmento de usinas, impulsados por la mayor producción del período. Asimismo, se evidenció una recomposición en el precio promedio en pesos obtenido en algunos segmentos del mercado interno de gas natural, especialmente en usinas y en algunas industrias cuyos contratos están nominados en dólares, considerando asimismo el efecto del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción base y la incremental.

El costo de ventas en el primer trimestre de 2014 fue de \$ 23.016 millones, en comparación con los \$ 13.938 millones en el primer trimestre de 2013, lo que representa un aumento del 65,1%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

- Mayores importaciones de gas oil, principalmente Ultradiesel, y de nafta Premium por un valor de \$ 2.774 millones, para reemplazar los menores volúmenes producidos por nuestros complejos como consecuencia del siniestro ocurrido el pasado 2 de abril de 2013 en la refinería La Plata, y de esta manera satisfacer la demanda local de combustibles líquidos. Estas importaciones se efectuaron a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al mismo período del año 2013;



- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 236 millones con un incremento del 21% en el precio del FAME y del 37% en el precio del bioetanol, mientras que los volúmenes comprados de bioetanol se incrementaron en un 61% y los de FAME disminuyeron en un 22%;
- Incremento neto de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 228 millones. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 57%, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio, habiéndose mantenido casi sin modificaciones si se lo mide en dólares. En cuanto a los volúmenes, se observó una disminución de 260 mil m³ debido a la menor capacidad de procesamiento de nuestra refinería La Plata a causa del siniestro mencionado anteriormente;
- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente \$ 1.672 millones debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación según la moneda funcional de la Sociedad.
- Incremento en los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, fundamentalmente en Upstream que representó aproximadamente \$ 1.378 millones, donde la Sociedad ha logrado incrementar la producción de crudo en un 6,8% y la producción de gas natural en un 18,6%, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad. Asimismo, se ha registrado mayores tarifas en los servicios como consecuencia del incremento general de precios por la devaluación del peso argentino con respecto al primer trimestre del ejercicio anterior;
- Mayores regalías por \$ 701 millones, de los cuales \$ 594 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo y \$ 107 millones a regalías sobre la producción de gas natural. Estos aumentos se originaron debido a los mayores volúmenes producidos en ambos productos (mencionados en el párrafo anterior) y a los mayores precios en pesos de los productos en boca de pozo. Dichos incrementos se originan fundamentalmente por la devaluación del 52% del peso frente al dólar;
- Incrementos salariales y otros gastos de personal, fundamentalmente a partir de las negociaciones y acuerdos con las entidades de representación gremial correspondientes, con un incremento aproximado de \$ 500 millones;
- Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata que se mencionó anteriormente, en el presente trimestre se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente \$ 707 millones como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo de ventas.

Los gastos de administración correspondientes al primer trimestre de 2014 ascendieron a \$ 817 millones, presentando un aumento de \$ 268 millones (48,8%) frente a los registrados durante el mismo período del año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2013, mayores costos en contrataciones de servicios informáticos, como así también por la incorporación al proceso de consolidación de MetroGAS S.A., según se menciona en Nota 13 a los Estados Contables consolidados.



Los gastos de comercialización en el primer trimestre de 2014 ascendieron a \$ 2.204 millones, presentando un incremento de \$ 723 millones comparados con el mismo período de 2013, lo que representa un incremento del 48,8%, motivado fundamentalmente por incrementos en las retenciones a las exportaciones relacionado principalmente con los mayores volúmenes de crudo exportados según se menciona anteriormente, mayores cargos del impuesto a los créditos y débitos bancarios, como así también por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados y comercializados.

Los gastos de exploración tuvieron un incremento neto de aproximadamente \$ 121 millones en el primer trimestre de 2014 con respecto a igual período de 2013. Esta variación se debió principalmente a mayores cargos por el abandono definitivo de pozos de estudio exploratorio en las provincias de La Rioja, Mendoza y Santa Cruz, como así también a gastos de estudio realizados en las áreas exploratorias que posee YPF Chile S.A.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en el primer trimestre de 2014 alcance los \$ 4.384 millones, en comparación con los \$ 2.533 millones correspondientes al primer trimestre del año 2013, un 73,1% más y lo que representa un aumento de \$ 1.851 millones.

Los resultados financieros correspondientes al primer trimestre del año 2014 fueron positivos en \$ 4.583 millones, en comparación con los \$ 195 millones positivos correspondientes al mismo período del año 2013. En este orden, el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la mayor depreciación del peso observada durante el primer trimestre de 2014 fue parcialmente compensado con los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante el presente período de 2014. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el primer trimestre de 2013 fue de \$ 13.290 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el primer trimestre de 2014 fue de \$ 28.369 millones.

El cargo por impuesto a las ganancias en el primer trimestre del año 2014 alcanzó los \$ 6.177 millones, aproximadamente \$ 4.707 millones superior al cargo correspondiente al primer trimestre del año 2013 el cual alcanzó los \$ 1.470 millones. El mencionado incremento tiene su origen principalmente en la registración del pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y a la devaluación del año 2014.

La utilidad neta correspondiente al primer trimestre del año 2014 fue de \$ 2.787 millones, en comparación con \$ 1.258 millones para el primer trimestre del año 2013, lo que representa un aumento aproximado del 121,6%, producto de los efectos mencionados en los párrafos precedentes.

Los otros resultados integrales en el primer trimestre de 2014 ascendieron a \$ 11.239 millones, comparados con \$ 1.385 millones en igual período de 2013, motivado fundamentalmente por la mayor diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y la evolución del tipo de cambio.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al primer trimestre del año 2014 fue de \$ 14.026 millones, en comparación con \$ 2.643 millones para el primer trimestre del año 2013, lo que representa un incremento aproximado del 430,7%.



1.1. Exploración y Producción

En el primer trimestre de 2014, el segmento de Exploración y Producción tuvo un resultado operativo de \$ 3.013 millones, lo que representa un aumento del 61% frente a la utilidad de \$ 1.872 millones correspondiente al primer trimestre del año 2013.

Los ingresos netos de crudo y gas natural se incrementaron durante el primer trimestre de 2014 un 68,8% con relación al mismo período del año anterior, alcanzando los \$ 14.919 millones. Este incremento se produce gracias a los siguientes factores:

- En lo que respecta a la producción y comercialización de petróleo se destaca el incremento de la producción total en un 6,8%, un incremento del volumen transferido entre el segmento de Exploración y Producción y el segmento de Downstream del 3,8% y un incremento del 298% (161 mil m³) en los volúmenes de petróleo crudo vendidos a terceros tanto en el mercado externo como en el local. El precio intersegmento del petróleo medido en dólares correspondiente al primer trimestre de 2014 disminuyó un 3,1%. No obstante, dicha variación representó un aumento aproximado de 46,6% medido en pesos, atento a la depreciación del peso frente al dólar.
- En términos de gas natural, la producción del primer trimestre de 2014 alcanzó los 37,2 millones de metros cúbicos diarios, lo cual representa un incremento de aproximadamente 18,6% frente al mismo trimestre del año anterior. La totalidad de la producción antes mencionada, neta de los consumos internos, es asignada al segmento Downstream para su comercialización a terceros, obteniendo el segmento de Exploración y Producción el precio promedio obtenido por la Sociedad en dichas ventas, neto de la tarifa por comercialización. Adicionalmente, el segmento de Exploración y Producción registra el incentivo a la producción de gas creado a través del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, lo cual implicó un incremento de ingresos de aproximadamente \$ 1.130 millones en el trimestre.

En materia de los costos totales de producción se observó en el primer trimestre de 2014 un incremento del 69,9%, alcanzando los \$ 11.709 millones. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente \$ 1.460 millones, lo cual es motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior, a partir de las mayores inversiones realizadas durante 2013 y 2014, como así también debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad;
- Incrementos en los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad de aproximadamente \$ 1.122 millones. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, con el resultado ya comentado sobre los incrementos de producción de crudo y gas natural, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad, a lo que se sumó un incremento de las tarifas en pesos como consecuencia del incremento general de precios y de la devaluación del peso argentino;



- Mayores regalías por \$ 701 millones, de los cuales \$ 594 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo y \$ 107 millones a regalías sobre la producción de gas natural. Estos aumentos se originaron debido a los mayores volúmenes producidos en ambos productos y al aumento en los precios en pesos de los productos en boca de pozo. Dichos incrementos se originan fundamentalmente por la devaluación del 52% del peso frente al dólar.

Los gastos de exploración ascendieron a \$ 197 millones y tuvieron un incremento neto de aproximadamente \$ 121 millones en el primer trimestre de 2014 con respecto a igual período de 2013. Esta variación se debió principalmente a mayores cargos por el abandono definitivo de pozos de estudio exploratorio en las provincias de La Rioja, Mendoza y Santa Cruz, como así también a gastos de estudio realizados en las áreas exploratorias que posee YPF Chile S.A.

1.2. Downstream

En el primer trimestre de 2014, el segmento de Downstream, el cual agrupa tanto las actividades de refinación, marketing, logística, química, generación de electricidad y distribución de gas natural, registró un resultado operativo de \$ 2.453 millones en comparación con los \$ 1.210 millones registrados en igual período del año anterior. Entre los diferentes aspectos, favorables y desfavorables, que afectaron los resultados, se destacan los siguientes:

- Incremento en los ingresos por ventas de gas oil, durante el primer trimestre de 2014 y comparado con igual período de 2013, por un monto neto positivo de aproximadamente \$ 3.439 millones, gracias a un incremento en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, compensado parcialmente con una leve disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1,4%, esto último casi sin efectos en la facturación debido a la mejora en el mix de productos vendidos. Esto último se observó fundamentalmente con respecto al Ultradiesel, cuya disminución en el segmento de estaciones de servicio y en el de transporte, se vio prácticamente compensada con volúmenes de Diesel 500, mientras que en el Eurodiesel, se observó un incremento de aproximadamente un 21,6% en los volúmenes vendidos, especialmente en el segmento de estaciones de servicio;
- Incremento neto de las ventas de naftas, durante el primer trimestre de 2014, de aproximadamente \$ 2.541 millones. Dentro de este contexto se produjo un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 6% en el segmento de estaciones de servicio. Adicionalmente, durante el primer trimestre de 2014 también se incrementó el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas respecto al precio promedio obtenido en el mismo período en 2013;
- Las ventas de fuel oil se incrementaron en \$ 839 millones debido a un aumento en el precio promedio obtenido y en los volúmenes comercializados localmente, habiendo sido destinados fundamentalmente al mercado de generación de electricidad;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos se registran mayores ingresos por \$ 345 millones, principalmente en el mercado interno, donde se comercializaron similares volúmenes de metanol y alcoholes y menores volúmenes de aromáticos, LAB y LAS, todos ellos con mejores precios, todo lo cual arrojó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 316 millones. En cuanto a las exportaciones, se registraron mayores volúmenes de metanol y menores de solventes y corte parafínico liviano, aunque con mejores precios promedio, con un efecto neto positivo en los ingresos por ventas de aproximadamente \$ 29 millones;



- Mayores volúmenes importados de gas oil, principalmente Ultradiesel, y de nafta Premium por un valor de \$ 2.774 millones para reemplazar los menores volúmenes producidos por nuestros complejos como consecuencia del siniestro ocurrido el pasado 2 de abril de 2013 en la refinería La Plata, y para satisfacer de esta manera la demanda local de combustibles líquidos, en particular el aumento de los volúmenes vendidos de naftas que se mencionan anteriormente. Estas compras se efectuaron a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al mismo período del año 2013;
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 236 millones con un incremento del 21% en el precio del FAME y del 37% en el precio del bioetanol, mientras que los volúmenes comprados de bioetanol se incrementaron en un 61% y los de FAME disminuyeron en un 22%;
- Mayores costos en las compras de petróleo crudo, a terceros y al segmento de Exploración y Producción por \$ 3.775 millones, lo cual se encuentra principalmente motivado por el incremento en el precio del petróleo crudo expresado en pesos a partir de la variación cambiaria del peso frente al dólar entre ambos períodos, tal como se menciona en párrafos anteriores. De esta manera, el precio promedio de compra de petróleo crudo al segmento de Exploración y Producción, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 46,6% y el precio de compra a otros productores de petróleo crudo se incrementó aproximadamente un 57%, siendo mayor este incremento porcentual debido a que en el primer trimestre del año anterior se habían efectuado compras de crudos pesados (cuyos precios son menores), las cuales no se efectuaron en el presente período. Cabe mencionar también, que los volúmenes de compras de petróleo crudo a otros productores disminuyeron aproximadamente un 28,7% (en torno a los 260 mil m³) en el presente trimestre por los motivos antes mencionados acerca de la capacidad de procesamiento de nuestra refinería La Plata y de los mayores volúmenes transferidos desde el segmento de Exploración y Producción;
- En relación a los costos de producción, se observa durante el primer trimestre de 2014 un aumento en las tarifas de transporte de crudo y materias primas y uso de instalaciones portuarias y en las tarifas de servicios contratados para reparación y mantenimiento de nuestras refinerías, así como también en los costos de las pólizas de seguros, todos los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de la economía y los incrementos salariales, todo lo cual fuera anteriormente comentado. Como consecuencia de todo esto, considerando que la masa de gastos utilizada para el cálculo del indicador se incrementó aproximadamente un 53,3% y considerando asimismo el menor nivel de procesamiento en refinerías según se menciona posteriormente, el costo de refinación se incrementó en el primer trimestre de 2014 en aproximadamente un 60,4% en comparación con el mismo trimestre del año 2013;
- En términos de gas natural, se registraron mayores volúmenes y mejores precios promedios obtenidos por su comercialización. En cuanto a volúmenes, los cuales se destinan prácticamente en su totalidad al mercado interno, en el presente trimestre se observa un incremento de aproximadamente un 13,5% en el volumen comercializado, fundamentalmente en el segmento de usinas. Asimismo, se evidenció una recomposición en el precio promedio en pesos obtenido en algunos segmentos del mercado interno de gas natural, especialmente en usinas y en algunas industrias;



- Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata que se mencionó anteriormente, en el presente trimestre se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente \$ 707 millones como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo de ventas.

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

Durante el primer trimestre de 2014 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 275 mil barriles diarios de petróleo, situándose aproximadamente en un 4,4% por debajo del nivel observado en el primer trimestre del año anterior. Esta disminución se debió prácticamente en su totalidad a la afectación en la capacidad de refinación que sufrió la Refinería La Plata luego del siniestro sufrido el pasado 2 de abril de 2013 y a la parada de planta programada en nuestra refinería Lujan de Cuyo durante el mes de marzo del presente período.

1.3. Administración Central y Otros

En el primer trimestre de 2014 la pérdida operativa del segmento Administración Central y Otros ascendió a \$ 354 millones, frente a los \$ 487 millones correspondientes al mismo período del año anterior. Los resultados del segmento fueron positivamente afectados por los mejores resultados registrados en nuestra sociedad controlada AESA con respecto a los cargos negativos registrados en el primer trimestre de 2013, compensado parcialmente con mayores costos por incremento de salarios y cargas sociales, contrataciones de servicios informáticos y publicidad institucional.



2. Síntesis de la Estructura Patrimonial (1)

Balances Generales Consolidados al 31 de marzo de 2014, 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	31/03/2014	31/03/2013	31/03/2012	31/03/2011
Activo				
Activo No Corriente	133.542	66.081	48.993	39.663
Activo Corriente	37.098	19.554	12.996	13.899
Total del Activo	170.640	85.635	61.989	53.562
Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la controlante	62.150	33.903	25.382	24.708
Interés no controlante	130	-	-	-
Total Patrimonio Neto	62.280	33.903	25.382	24.708
Pasivo				
Pasivo No Corriente	68.678	30.811	17.115	12.780
Pasivo Corriente	39.682	20.921	19.492	16.074
Total del Pasivo	108.360	51.732	36.607	28.854
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	170.640	85.635	61.989	53.562

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Capítulo III – Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación de los estados financieros – del Título IV – Régimen informativo periódico - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), en su Texto Ordenado 2013, en las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2012, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 -MAYO-2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



3. Síntesis de la Estructura de Resultados (1)

Estados de Resultados Consolidados por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014, 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/03/2014</u>	<u>31/03/2013</u>	<u>31/03/2012</u>	<u>31/03/2011</u>
Ingresos Ordinarios	30.664	18.634	14.850	12.616
Costo de Ventas	(23.016)	(13.938)	(10.414)	(8.421)
Utilidad Bruta	7.648	4.696	4.436	4.195
Gastos de Comercialización	(2.204)	(1.481)	(1.228)	(1.296)
Gastos de Administración	(817)	(549)	(479)	(385)
Gastos de Exploración	(197)	(76)	(114)	(57)
Otros egresos netos	(46)	(57)	(116)	(20)
Utilidad Operativa	4.384	2.533	2.499	2.437
Resultado de las inversiones en sociedades	(3)	-	3	131
Resultados Financieros	4.583	195	(155)	38
Utilidad Neta antes de Impuesto a las Ganancias	8.964	2.728	2.347	2.606
Impuesto a las Ganancias	(139)	(844)	(908)	(875)
Impuesto Diferido	(6.038)	(626)	(145)	(135)
Utilidad Neta del ejercicio	2.787	1.258	1.294	1.596
Otros resultados integrales consolidados	11.239	1.385	668	424
Resultado integral consolidado total del ejercicio	14.026	2.643	1.962	2.020

(1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Capítulo III – Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación de los estados financieros – del Título IV – Régimen informativo periódico - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), en su Texto Ordenado 2013, en las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2012, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 -MAYO-2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



4. Síntesis de la Estructura de Flujos de Efectivo (1)

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2014, 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	31/03/2014	31/03/2013	31/03/2012	31/03/2011
Flujos de Efectivo de las Actividades Operativas	6.715	3.770	5.158	2.107
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(16.191)	(4.744)	(3.818)	(1.854)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	1.170	523	(1.563)	40
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	702	19	13	43
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	(7.604)	(432)	(210)	336
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.713	4.747	1.112	2.326
Efectivo y equivalentes al cierre del período	3.109	4.315	902	2.662
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	(7.604)	(432)	(210)	336

(1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Capítulo III – Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación de los estados financieros – del Título IV – Régimen informativo periódico - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), en su Texto Ordenado 2013, en las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2012, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 -MAYO-2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



5. Datos Estadísticos

	Unidad	Ene/ Mar 2014	Ene/ Mar 2013	Ene/ Mar 2012	Ene/ Mar 2011	Ene/ Mar 2010
Producción de Crudo (incluye GNL)	mbd	296	281	283	295	306
Producción neta de gas natural	Mpcd	1.315	1.108	1.150	1.241	1.294
Entregas de crudo a terceros	mbd	19	5	7	7	8
Entregas de gas natural	Mpcd	1.136	962	1.054	1.125	1.114
Crudo procesado	bd	275.441	288.250	264.804	292.169	314.425
Subproductos Vendidos						
Motonaftas	bd	85.851	80.962	71.141	68.760	61.675
Gas Oil	bd	136.743	138.183	134.102	145.798	139.879
JP1 y Kerosén	bd	17.735	16.680	17.138	17.644	17.580
Fuel Oil	bd	31.468	19.808	10.522	13.626	24.519
GLP	bd	18.875	20.333	14.105	19.533	22.298
Otros (1)	bd	54.136	62.086	70.039	70.539	61.026
TOTAL	bd	344.808	338.052	317.047	335.900	326.977
Crudo Vendido						
En el mercado local	mbd	10	4	5	5	6
En el exterior	mbd	9	1	2	2	2
Subproductos Vendidos						
En el mercado local	mbd	302	294	284	287	264
En el exterior	mbd	43	44	33	49	63
TOTAL CRUDO Y SUBPRODUCTOS VENDIDOS	mbd	364	343	324	343	335

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



6. Índices (1)

	31/03/2014	31/03/2013	31/03/2012	31/03/2011
Liquidez corriente (Activo Corriente sobre Pasivo Corriente)	0,935	0,935	0,667	0,865
Solvencia (Patrimonio Neto sobre Pasivo Total)	0,575	0,655	0,693	0,856
Inmovilizado del Capital (Activo no corriente sobre Activo Total)	0,783	0,772	0,790	0,741

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Capítulo III – Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación de los estados financieros – del Título IV – Régimen informativo periódico - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), en su Texto Ordenado 2013, en las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2012, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 08 -MAYO-2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



7. Perspectivas

Luego de implementadas las disposiciones de la Ley de Expropiación (Ley 26.741), y considerando específicamente los ambiciosos objetivos de la misma, la Compañía se enfrenta a un fuerte desafío en su gestión operativa, re focalizando la misma no sólo en el corto plazo, sino fundamentalmente en el mediano y largo plazo. En este orden, el logro de los objetivos declarados por la mencionada ley, dentro de los que se encuentra el incremento de la producción y el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, dará lugar a la sustentabilidad de la Sociedad, todo ello basado en un perfil de inversión y crecimiento constante que aseguren de esta forma valor futuro para el conjunto de sus accionistas y atento a los intereses de cada uno de ellos.

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

El Plan Estratégico 2013-2017 implica el establecimiento de importantes objetivos para los próximos años, los cuales se centran en : (i) el desarrollo de recursos no convencionales, que implica una oportunidad única en nuestro país debido: a) la expectativa vinculada a la existencia de grandes volúmenes de recursos prospectivos en la Argentina, tal como resulta de estimaciones incluidas en reportes emitidos por diversas entidades a nivel internacional, b) la participación relevante que poseemos en los derechos de exploración y explotación sobre el *acreage* en el cual se encontrarían localizados dichos recursos y c) la posibilidad de integrar un portafolio de proyectos de alto potencial; (ii) el relanzamiento de la exploración convencional y no convencional, extendiendo los límites de yacimientos actuales e incursionando en nuevas fronteras exploratorias, incluyendo el offshore; (iii) el aumento en inversión y gastos operativos en áreas maduras que presentan oportunidades rentables de aumentos del factor de recuperación mediante pozos infill, extensión de la recuperación secundaria y pruebas de recuperación terciaria; (iv) retornar a una activa producción de gas natural acompañando la producción de crudo y (v) aumentar la producción de productos refinados mejorando la capacidad de refinación, lo que implicará mejorar la capacidad instalada, incrementar, actualizar y convertir nuestras refinerías.

Tal como se menciona previamente, dentro de nuestros principales focos de actuación se encuentra la profundización de los trabajos en materia de exploración de recursos no convencionales. Los resultados positivos obtenidos hasta la fecha, a partir de las perforaciones realizadas, alientan a continuar con el plan exploratorio previsto para la formación mencionada para el presente año 2014 y sucesivos. Con el objetivo mencionado precedentemente, hemos comenzado a mantener reuniones con diferentes empresas del mercado petrolero, a efectos de desarrollar formas asociativas e incrementar el volumen de inversiones.

En tal sentido, en el mes de diciembre de 2013 hemos completado con subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante “Chevron”) un Acuerdo de Proyecto de Inversión que tiene por objetivo la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El Acuerdo contempló un desembolso, de hasta 1.240 millones de dólares por parte de Chevron para una primera fase de trabajo que desarrolla unos 20 km² (el “proyecto piloto”) (4.942 acres) de los 395 km² (97.607 acres) correspondientes al área afectada al proyecto,



ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana, el cual ya ha sido cumplido. Durante abril de 2014 se ha completado exitosamente la segunda fase del Acuerdo del Proyecto de Inversión y Chevron ha confirmado su decisión de continuar en el proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área de Loma Campana, dando comienzo a la tercera fase del mismo. La duración de esta tercera fase abarca toda la vida del proyecto, hasta la terminación de la concesión de Loma Campana. También 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 del Neuquén, dentro del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Norrambuesa, 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%.

Por otra parte, el 12 de marzo de 2014 hemos firmado un acuerdo de adquisición de las operaciones que la empresa Apache tiene en el país y de esta manera, nos hemos posicionado como la principal operadora de gas de Argentina. Los principales activos incluidos en la transacción se encuentran en las provincias del Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, cuentan con una infraestructura importante de ductos y plantas y se emplean unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta. Esta compra tiene un impacto significativo para YPF ya que implica posicionarse en activos de la Cuenca Austral, el aumento de la producción de gas, el incremento de nuestras reservas de hidrocarburos, accediendo a mayor producción propia de petróleo calidad Medanita, óptimo para nuestras refinerías. A su vez, YPF tiene un principio de acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. ("Pluspetrol") por el cual le otorga, a cambio de US\$ 217 millones, porcentajes de participación correspondientes a Apache Energía Argentina S.R.L. (sociedad controlada por Apache Canada Argentina Holdings S.a.r.l.) en 3 concesiones y cuatro contratos de UTE, como así también una participación correspondiente a YPF en un contrato de UTE. Todas las participaciones se vinculan a activos ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta. A la fecha de los presentes Estados Contables, la transacción con Pluspetrol aún no se encuentra perfeccionada debido a que la misma se encuentra pendiente de aprobación por los organismos provinciales.

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

Del mismo modo, con fecha 7 de febrero de 2014, YPF ha adquirido de Potasio Río Colorado S.A. su participación del 50% en el contrato de UTE Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa formación conocida como "Lajas" que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa



provenientes del horizonte geológico “Lajas” (el “Área”). El Área es una concesión de explotación, ubicada en la provincia de Neuquén, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada por YPF a través del mencionado contrato de UTE que se extendía hasta la finalización de la concesión y/o de cualquier acuerdo o contrato que otorgaría el derecho a seguir explotando el “Área” y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa “Lajas”.

Otro aspecto de suma importancia en cuento a la actividad productiva fueron las renovaciones de las concesiones de explotación en la Provincia de Chubut producidas durante el ejercicio 2013. En este sentido, el 2 de octubre de 2013 se publicó la ley de la Provincia de Chubut que aprueba el Acuerdo de Extensión de las Concesiones de Explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga ubicadas en la Provincia de Chubut. YPF es titular del 12.196% de dichas concesiones mientras que Petrobras Argentina S.A. es titular del 35.67% y TECPETROL S.A. es titular del restante 52.133%. Las Concesiones fueron extendidas por el plazo de 30 años contados a partir del año 2017. Asimismo, el 26 de diciembre de 2013, YPF suscribió con la Provincia de Chubut un Acuerdo para la extensión del plazo de duración original de las Concesiones de Explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. El Acuerdo de Extensión prorrogan por el término de 30 años los plazos de las concesiones de explotaciones que vencían en los años 2017 (Campamento Central – Cañadón Perdido y El Trébol – Escalante), 2015 (Restinga Alí) y 2016 (Manantiales Behr).

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

Por otra parte, la Sociedad continúa con El Plan Exploratorio Argentina que consistió en revisar de manera integral todas las cuencas sedimentarias y el estudio del potencial de recursos de petróleo y gas del país, lo que permitió trazar un mapa de oportunidades para la búsqueda de hidrocarburos en distintas provincias. Este programa revela un nuevo mapa de oportunidades para ampliar las fronteras hidrocarburíferas en nuestro país que abarca acciones concretas en provincias que eran consideradas “no petroleras”, dentro de lo que se encuentra la perforación de 25 pozos de estudio (considerados exploración de frontera), con objetivos convencionales y no convencionales y la realización de estudios de sísmica.

En lo referido al negocio de Downstream, a partir del incendio ocurrido en la refinería La Plata y como consecuencia de haber sido afectada dicha ciudad por un temporal sin precedentes, se implementó un plan de normalización, que incluye como principal punto la aceleración de la construcción de una nueva planta de coke, que demandará una inversión de alrededor de 800 millones de dólares y que se estima poner en marcha durante el año 2015. Asimismo, es nuestra intención mejorar la eficiencia de producción, buscando la optimización permanente de nuestros activos de refino a fin de aumentar su capacidad, aumentar su flexibilidad respecto a la obtención de los productos que son resultado del proceso de refinación, continuar adaptando nuestras refinerías a las nuevas normas de bajo contenido de azufre, y desarrollar nuestros activos y redes logísticas para satisfacer el crecimiento continuado esperado de la demanda.



En materia de financiamiento, nuestros esfuerzos continúan enfocados a la optimización de nuestra estructura de financiamiento, como así también a la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a nuestros objetivos incrementales de inversión, hechos que han comenzado a materializarse a partir de la emisión de obligaciones negociables realizadas por la Sociedad durante 2012, 2013 y 2014. En este sentido, ha sido un gran logro para YPF la emisión de tres series de Obligaciones Negociables internacionales por 1.650 millones de dólares con resultados que superaron las mejores expectativas. La primera de ellas por 150 millones de dólares se realizó a una tasa interés variable LIBOR más 7,5% con vencimiento a 5 años y garantizada con flujos futuros de fondos provenientes de exportaciones. La segunda por 500 millones de dólares, se realizó a una tasa interés fija del 8,875% con un único vencimiento a 5 años y sin garantías. La tercera por 1.000 millones de dólares, realizada en el mes de abril de 2014, fue la mayor emisión de deuda corporativa realizada por una empresa argentina en la historia y se realizó a una tasa de interés fija del 8,75% con vencimientos de capital que operarán entre los años 2022 y 2024. De esta manera, YPF luego de 15 años vuelve a acceder a los mercados internacionales con una respuesta que demostró la confianza que los inversores tienen en los resultados y las perspectivas de la Sociedad.

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

Miguel M. Galuccio
Presidente