



SOCIEDAD ANONIMA

Estados Contables Consolidados
al 30 de Septiembre de 2013 y Comparativos
Informe de los Auditores Independientes
Informe de la Comisión Fiscalizadora

ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013 Y COMPARATIVOS

Índice	Página
– Carátula	1
– Balance general consolidado	2
– Estado de resultados integrales consolidado	3
– Estado de evolución del patrimonio neto consolidado	4
– Estado de flujo de efectivo consolidado	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 y 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>	13
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>Combinaciones 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>	26

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>Composición y evolución de los Activos Intangibles</i>	33
g) <i>Composición y evolución de los Bienes de Uso</i>	35
h) <i>Cuentas por pagar</i>	37
i) <i>Préstamos</i>	37
j) <i>Provisiones</i>	41
k) <i>Ingresos, costo de ventas y gastos</i>	41
3) Provisiones para juicios, reclamos y pasivos ambientales	43
4) Capital Social	59
5) Inversiones en sociedades y en Uniones Transitorias de Empresas	60
6) Saldos y operaciones con partes relacionadas	62
7) Planes de beneficios y obligaciones similares	64
8) Arrendamientos operativos	66
9) Utilidad neta por acción	66
10) Impuesto a las ganancias	67
11) Pasivos contingentes, activos contingentes, compromisos contractuales, principales regulaciones y otros:	
a) <i>Pasivos contingentes</i>	68
b) <i>Activos contingentes</i>	71
c) <i>Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros</i>	72
12) Información consolidada sobre segmentos de negocio	81
13) Combinaciones de negocios	83
14) Hechos posteriores	85
– Anexos a los estados contables	86

Informe de los Auditores Independientes (Revisión de estados contables intermedios)

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 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”) con sus sociedades controladas (las que se detallan en el Anexo I a dichos estados contables consolidados) que incluyen el balance general consolidado al 30 de septiembre de 2013, los correspondientes estados consolidados del resultado integral, de evolución del patrimonio y de flujos de efectivo por el período de nueve meses finalizado en esa fecha y la información complementaria contenida en sus 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).

Las cifras y otra información correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2012 y al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2012 son parte integrante de los estados contables consolidados intermedios mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados contables.

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 e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) a su normativa, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por su sigla en inglés), y por lo tanto es responsable de la preparación y presentación de los estados contables consolidados intermedios adjuntos, de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34, “Información financiera intermedia”. Nuestra responsabilidad consiste en emitir un informe sobre los estados contables consolidados intermedios mencionados en el primer párrafo de este capítulo, basado en nuestra revisión efectuada con el alcance mencionado en el capítulo 2 siguiente.

2. Alcance del trabajo

Nuestra revisión fue realizada de acuerdo con las normas de la Resolución Técnica N° 33 de la FACPCE, que adoptó las Normas internacionales de encargos de revisión (NIER) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (“IAASB” por su sigla en inglés) y establece que son aplicables a la revisión de estados contables correspondientes a períodos intermedios. Estas normas establecen un alcance que es sustancialmente menor a la aplicación de todos los procedimientos de auditoría necesarios para poder emitir una opinión profesional sobre los estados contables considerados en su conjunto. La revisión se limita principalmente a indagaciones

al personal de la Sociedad y a procedimientos analíticos aplicados a los datos financieros y en consecuencia, proporciona un menor grado de seguridad que una auditoría. No hemos realizado una auditoría y, consecuentemente, no expresamos opinión sobre la situación financiera de la Sociedad y sus sociedades controladas al 30 de septiembre de 2013 ni sobre su resultado integral, la evolución de su patrimonio y los flujos de su efectivo por el período de nueve meses finalizado en esa fecha.

3. Manifestación de los auditores

Con base en el trabajo realizado, según lo señalado en el capítulo 2 de este informe, 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 ANONIMA identificados en el primer párrafo del capítulo 1 para que estén presentados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34.

4. Información requerida por disposiciones vigentes

- a) Los estados contables consolidados intermedios mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 de este informe están preparados en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 y las normas aplicables de la CNV.
- b) 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.
- c) Los estados contables consolidados intermedios mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 se encuentran transcritos en el libro Inventarios y balances.
- d) Como parte de nuestro trabajo, cuyo alcance se describe en el capítulo 2 hemos revisado la Reseña informativa requerida por la CNV, 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 30 de septiembre de 2013 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a \$ 44.698.630 y no era exigible a esa fecha.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 5 de noviembre de 2013.

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 N° 37

INICIADO EL 1 DE ENERO DE 2013

ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013 Y COMPARATIVOS

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

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

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

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

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

Composición del capital al 30 de septiembre de 2013

(expresado en pesos)

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2012

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

	Notas	30 de septiembre de 2013	31 de diciembre de 2012
Activo No Corriente			
Activos intangibles	2.f	1.990	1.492
Bienes de uso	2.g	79.481	56.971
Inversiones en sociedades	2.e	1.558	1.914
Activos por impuesto diferido	10	60	48
Otros créditos y anticipos	2.c	1.469	1.161
Créditos por ventas	2.b	53	15
Total del activo no corriente		<u>84.611</u>	<u>61.601</u>
Activo Corriente			
Bienes de cambio	2.d	8.402	6.922
Otros créditos y anticipos	2.c	2.760	2.635
Créditos por ventas	2.b	8.594	4.044
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.a	6.903	4.747
Total del activo corriente		<u>26.659</u>	<u>18.348</u>
Total del activo		<u>111.270</u>	<u>79.949</u>
Patrimonio Neto			
Aportes de los propietarios		10.654	10.674
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		<u>29.837</u>	<u>20.586</u>
Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la controlante		40.491	31.260
Interés no controlante		<u>172</u>	<u>-</u>
Total Patrimonio Neto (según estados respectivos)		<u>40.663</u>	<u>31.260</u>
Pasivo No Corriente			
Provisiones	2.j	13.733	10.663
Pasivos por impuesto diferido	10	7.223	4.685
Otras cargas fiscales		98	101
Remuneraciones y cargas sociales		20	48
Préstamos	2.i	19.950	12.100
Cuentas por pagar	2.h	399	162
Total del pasivo no corriente		<u>41.423</u>	<u>27.759</u>
Pasivo Corriente			
Provisiones	2.j	876	820
Impuesto a las ganancias a pagar		937	541
Otras cargas fiscales		1.157	920
Remuneraciones y cargas sociales		931	789
Préstamos	2.i	6.126	5.004
Cuentas por pagar	2.h	19.157	12.856
Total del pasivo corriente		<u>29.184</u>	<u>20.930</u>
Total del pasivo		<u>70.607</u>	<u>48.689</u>
Total Patrimonio Neto y Pasivo		<u>111.270</u>	<u>79.949</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 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS

POR LOS PERIODOS DE NUEVE Y TRES MESES FINALIZADOS EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013 Y 2012

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

	Notas	Períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de		Períodos de tres meses finalizados el 30 de septiembre de	
		2013	2012	2013	2012
Ingresos ordinarios	2.k	64.819	48.312	24.244	17.378
Costo de ventas	2.k	(48.386)	(36.129)	(17.875)	(13.603)
Utilidad bruta		16.433	12.183	6.369	3.775
Gastos de comercialización	2.k	(5.555)	(4.022)	(1.986)	(1.362)
Gastos de administración	2.k	(1.889)	(1.530)	(654)	(522)
Gastos de exploración	2.k	(525)	(464)	(279)	(176)
Otros (egresos), netos		(1.124)	(110)	(6)	(27)
Utilidad operativa		7.340	6.057	3.444	1.688
Resultado de las inversiones en sociedades		77	98	(56)	106
Resultados financieros:					
Generados por activos					
Intereses		573	110	257	7
Diferencia de cambio		(1.362)	(148)	(778)	(91)
Generados por pasivos					
Intereses		(2.360)	(1.069)	(935)	(381)
Diferencia de cambio		4.115	1.046	1.996	500
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias		8.383	6.094	3.928	1.829
Impuesto a las ganancias	10	(3.041)	(2.246)	(1.038)	(665)
Impuesto diferido	10	(2.141)	(965)	(1.473)	(408)
Utilidad neta del período		3.201	2.883	1.417	756
Utilidad neta del período atribuible a:					
- Accionistas de la controlante		3.207	2.883	1.414	756
- Interés no controlante		(6)	-	3	-
Utilidad neta por acción atribuible a los accionistas de la controlante básica y diluida	9	8,16	7,33	3,60	1,92
Otros resultados integrales					
Diferencia de conversión de inversiones en sociedades		(150)	(128)	(13)	(57)
Diferencia de conversión de YPF S.A.		6.520	3.024	3.169	1.281
Total otros resultados integrales del período⁽¹⁾		6.370	2.896	3.156	1.224
Resultado integral del período		9.571	5.779	4.573	1.980

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

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 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

ESTADOS DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADOS

POR LOS PERIODOS DE NUEVE MESES FINALIZADOS EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013 Y 2012

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

2013

	Aportes de los propietarios							Total
	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	Primas de emisión	
SalDOS al comienzo del ejercicio	3.933	6.101	-	-	-	-	640	10.674
Recompra de acciones propias en cartera	(9)	(13)	9	13	-	(93)	-	(93)
Devengamiento plan de beneficios en acciones	-	-	-	-	73 ⁽²⁾	-	-	73
SalDOS al final del período	3.924	6.088	9	13	73	(93)	640	10.654

2013

2012

	Reservas						Patrimonio neto atribuible a				Total del patrimonio neto
	Legal	Futuros dividendos	Inversiones	Compra de acciones propias	Ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados Acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio neto	
SalDOS al comienzo del ejercicio	2.007	-	5.751	-	-	6.087	6.741	31.260	-	31.260	23.420
Recompra de acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	(93)	-	(93)	-
Devengamiento plan de beneficios en acciones	-	-	-	-	-	-	-	73	-	73	-
Adquisición participación en GASA (Nota 13)	-	-	-	-	-	-	-	-	178	178	-
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 30 de Abril de 2013:											
- Apropiación a Reserva para inversiones	-	-	2.643	-	-	-	(2.643)	-	-	-	-
- Apropiación a Reserva para futuros dividendos	-	330	-	-	-	-	(330)	-	-	-	-
- Apropiación a Reserva para beneficios al personal en acciones	-	-	-	120	-	-	(120)	-	-	-	-
- Apropiación a Reserva Especial ajuste inicial NIIF	-	-	-	-	3.648	-	(3.648)	-	-	-	-
Disposición de la Reunión del Directorio del 9 de Agosto de 2013:											
- Dividendos en efectivo (0,83 por acción)	-	(326)	-	-	-	-	-	(326)	-	(326)	-
Otros resultados integrales del período	-	-	-	-	-	6.370	-	6.370	-	6.370	2.896
Utilidad neta del período	-	-	-	-	-	-	3.207	3.207	(6)	3.201	2.883
SalDOS al cierre del período	2.007	4	8.394	120	3.648	12.457⁽¹⁾	3.207	40.491	172	40.663	29.199

- (1) Incluye 12.915 correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de YPF S.A. y (458) correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de las inversiones en sociedades con moneda funcional distinta del dólar, tal como se detalla en la Nota 1.b.1. Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 se han reclasificado (115) correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de Pluspetrol Energy S.A. como consecuencia de la escisión de dicha compañía (ver Nota 5).
- (2) Incluye 38 correspondientes a planes de beneficios a largo plazo vigentes al 31 de diciembre de 2012, que fueron reconvertidos al plan de beneficios basado en acciones (ver Nota 1.b.10) y 35 correspondientes al devengamiento del plan de beneficios basado en acciones por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013.

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 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

POR LOS PERIODOS DE NUEVE MESES FINALIZADOS EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013 Y 2012

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

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Flujos de Efectivo de las operaciones		
Utilidad neta consolidada	3.201	2.883
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:		
Resultados de las inversiones en sociedades	(77)	(98)
Depreciación de bienes de uso	7.789	5.961
Amortización de activos intangibles	142	102
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	1.658	846
Cargo por impuesto a las ganancias	5.182	3.211
Aumento neto de provisiones incluidas en el pasivo	2.281	1.309
Cambios en activos y pasivos :		
Créditos por ventas	(4.032)	(865)
Otros créditos y anticipos	(204)	247
Bienes de cambio	(1.480)	(1.054)
Cuentas por pagar	4.625	1.344
Otras cargas fiscales	118	385
Remuneraciones y cargas sociales	77	185
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(516)	(1.146)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros ⁽¹⁾	(57)	548
Dividendos cobrados	136	135
Pagos de impuestos a las ganancias	(2.464)	(1.432)
Flujos de Efectivo de las Operaciones	<u>16.379</u>	<u>12.561</u>
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión⁽²⁾		
Pagos por inversiones:		
Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(18.203)	(11.379)
Adquisición de participación en inversiones en sociedades	(36)	-
Aportes de capital en inversiones en sociedades	(11)	-
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	<u>(18.250)</u>	<u>(11.379)</u>
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
Pago de préstamos	(4.892)	(22.377)
Pago de intereses	(1.833)	(584)
Préstamos obtenidos	10.846	21.592
Dividendos pagados	(326)	-
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	<u>3.795</u>	<u>(1.369)</u>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	<u>89</u>	<u>53</u>
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes	<u>2.013</u>	<u>(134)</u>
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	4.747	1.112
Efectivo y equivalentes incorporados en la toma de control de sociedades (Nota 13)	143	-
Efectivo y equivalentes al cierre del período	6.903	978
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes	<u>2.013</u>	<u>(134)</u>
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
- Caja y Bancos	883	413
- Otros Activos Financieros	6.020	565
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	<u>6.903</u>	<u>978</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 y la incorporación de activos y pasivos por las combinaciones de negocios mencionados en la Nota 13.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 NUEVE MESES FINALIZADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013 Y COMPARATIVOS

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

1. ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS

1.a) Bases de presentación

- Aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera

Los estados contables consolidados 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 nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 se presentan sobre la base de la aplicación de la Norma Internacional 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 2012 y por los períodos de nueve y tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2012 son parte integrante de los estados contables consolidados mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados contables.

- 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, en caso de corresponder, 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, en caso de corresponder, fueron 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

- 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 la participación indirecta en MetroGAS S.A. ("MetroGAS"). Atento a lo mencionado previamente, no existen participaciones minoritarias materiales, tal como lo requiere la NIIF 12 "Exposición de participaciones en otras entidades", que requiera desglose adicional de información.

b) Toma de control en sociedades

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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

1.b) Políticas Contables Significativas

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

Moneda funcional:

YPF, sobre la base de los parámetros establecidos en la NIC 21, "Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera", ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense. Consecuentemente, las partidas no monetarias, que se midan en términos de costo histórico, así como los resultados, son valuados en moneda funcional utilizando a tales fines el tipo de cambio de la fecha de transacción. Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional de YPF se consideran transacciones en "moneda extranjera" y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes). Al cierre de cada período o ejercicio, o al momento de su cancelación, los saldos de las partidas monetarias en moneda extranjera se convierten a moneda funcional 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 Integral 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 impuesto a las ganancias ni en el impuesto diferido ya que al momento de su generación dichas transacciones no tuvieron impacto en la utilidad contable ni impositiva.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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

1.b.2) Activos financieros

La Sociedad realiza la clasificación de los activos financieros en el momento del reconocimiento inicial y la revisa a cada fecha de cierre de cada 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 conversión (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 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 incurrían.
- 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 30 de septiembre de 2013 y 2012, y 31 de diciembre de 2012.

1.b.5) Inversiones en sociedades

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

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 o ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en el estado de resultados integrales en la línea “Resultado de las inversiones en sociedades”.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

La Sociedad expone las participaciones no controlantes en los estados contables consolidados dentro del patrimonio neto en una línea separada denominada "Interés no controlante". Esta participación corresponde al 30% de los activos netos y resultados de MetroGAS representativos de los derechos sobre las acciones que no se encuentran en propiedad de la Sociedad.

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

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

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 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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. Al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, la Sociedad poseía pozos exploratorios en estado de evaluación por plazos superiores a un año desde su terminación por un monto de 488 y 157, respectivamente.

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 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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

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

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

iv. Costos de abandono de pozos:

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

v. Bienes de uso de naturaleza medioambiental:

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

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

1.b.7) Provisiones

La Sociedad distingue entre:

- a) Provisiones: Se trata de obligaciones legales o asumidas por la Sociedad, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe o plazo pueden ser inciertos. Una provisión se reconoce contablemente en el momento del nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago, en la medida que su cuantía se pueda estimar de forma fiable y que la obligación de liquidar el compromiso

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 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 nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012.

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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

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

Estos flujos de efectivo futuros netos se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado de las UGEs objeto de evaluación. Consecuentemente, la tasa utilizada para los distintos negocios se encontraba en 11,10% anual al 31 de diciembre de 2012.

- 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 ha establecido un plan de retiro de contribuciones definidas, que proveerá beneficios a cada empleado que decida adherirse al plan. Cada adherente deberá aportar un monto que variará entre el 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 antes de su retiro, únicamente en caso de renuncia bajo ciertas circunstancias o despido injustificado y, adicionalmente, en caso de muerte o incapacidad. YPF puede discontinuar este plan en cualquier momento, sin incurrir en ningún costo relacionado a su terminación.

Los cargos totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden aproximadamente a 31 y 27 por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012, respectivamente.

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 333 y 302 por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012, respectivamente.

iii. Plan de beneficios basados en acciones:

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

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

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

Adicionalmente, la Sociedad estima adquirir acciones propias en el mercado para hacer frente a estas obligaciones. Al 30 de septiembre de 2013 se han recomprado 1.047.513 acciones propias tanto en el mercado local como en el americano. El costo de adquisición de dichas acciones ha sido registrado en la cuenta “Costo de adquisición de acciones propias” del patrimonio neto (ver adicionalmente sección 1.b.17) de la presente Nota).

Los cargos reconocidos en resultados correspondientes a los planes basados en acciones y conforme se menciona anteriormente, los cuales son agrupados atento a la similar naturaleza de cada uno de ellos, ascendieron a 35 por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013.

A continuación se detalla información vinculada a los planes vigentes en cada período:

	<u>Cantidad de acciones- Plan</u>	<u>Promedio de vida restante del plan</u>
Saldo al inicio del ejercicio	-	-
- Concedidas	1.962.500	3 meses a 27 meses
- Liquidadas	-	-
- Expiradas	-	-
Saldo al cierre del período	<u>1.962.500</u>	<u>3 meses a 27 meses</u>
	Total	
Gasto reconocido durante el período	35	
Valor de mercado de la acción al momento concesión (en dólares)	14,75	

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

v. 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 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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 período 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 para los contratos de construcción vigentes al 30 de septiembre de 2013 y 2012:

	Ingresos del período	Costos incurridos y ganancias reconocidas acumuladas	Anticipos recibidos	Retenciones en pagos
Contratos en curso al 30-09-2013	251	666	289	-
Contratos en curso al 30-09-2012	432	646	124	-

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 período atribuible a los accionistas de YPF y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período 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 período 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 acciones ordinarias potenciales en acciones ordinarias de YPF. A la fecha de emisión de estos estados contables no existen instrumentos emitidos que impliquen la existencia de acciones ordinarias potenciales por lo cual la utilidad neta básica y diluida por acción son coincidentes.

1.b.15) Pasivos financieros

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

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

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

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

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

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

1.b.16) Impuestos, retenciones y regalías

Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta

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

Adicionalmente, la Sociedad determina el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias. La obligación fiscal de la Sociedad en cada ejercicio coincidirá con el monto mayor que surja de la determinación del impuesto a la ganancia mínima presunta y la obligación fiscal por

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

el 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 2012, el importe determinado en concepto de obligación fiscal por impuesto a las ganancias estimado fue superior al impuesto a la ganancia mínima presunta y se imputó al resultado de dicho ejercicio en el rubro "Impuesto a las Ganancias".

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

Impuesto a los bienes personales – Responsable sustituto

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

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

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

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

La Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario ("Ley de Emergencia Pública"), sancionada en enero de 2002, estableció la creación de un régimen de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos por cinco años. En enero de 2007, la Ley N° 26.217 prorrogó por 5 años, a partir de su vencimiento, el mencionado régimen y aclaró expresamente que el mismo aplica también a las exportaciones que se realicen desde Tierra del Fuego, anteriormente exentas de dicho régimen. Adicionalmente, la Ley N° 26.732 publicada en el Boletín Oficial en diciembre de 2011 prorrogó por 5 años adicionales el mencionado régimen. El 16 de noviembre de 2007, el Ministerio de Economía y Producción ("MEP") publicó la Resolución N° 394/2007, modificando el régimen de retención a las exportaciones de crudo y otros productos derivados del petróleo. Adicionalmente, la Resolución N° 1/2013, del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas del 3 de enero de 2013, modificó los precios de referencia y valores de corte. El régimen vigente establece que cuando el precio internacional exceda el precio de referencia de US\$ 80 por barril, el productor cobrará el valor de corte de US\$ 70 por barril, dependiendo de la calidad del crudo vendido, y el remanente será retenido por el Gobierno Argentino. Si el precio internacional es menor

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

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

Costo de adquisición de acciones propias

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

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).

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 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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

Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales, la Sociedad debe efectuar una reserva legal no inferior al 5% del resultado positivo surgido de la sumatoria algebraica del resultado del ejercicio, los ajustes de ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados acumulados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, hasta alcanzar el 20% de la suma del Capital suscrito y el saldo de la cuenta Ajuste del capital. Al 30 de septiembre de 2013, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 2.007.

Reserva para futuros dividendos

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

Reserva para inversiones y Reserva para compra de acciones propias

Corresponden a las asignaciones efectuadas por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto para afrontar inversiones futuras y para la compra de acciones propias para atender las obligaciones emergentes del plan de beneficios en acciones descrito en 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 la Sociedad y sólo podrá ser desafectada para su capitalización o para absorber eventuales saldos negativos de la cuenta "Resultados acumulados", de acuerdo a lo que dispone la Resolución antes mencionada.

Otros resultados integrales

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

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 30% de los activos netos y resultados de MetroGAS representativos de los derechos sobre las acciones que no se encuentran en propiedad de la Sociedad.

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.

La Sociedad 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. La Sociedad 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, la Sociedad 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 la Sociedad. Si esta contraprestación es inferior al valor razonable de los activos indenticables y de los pasivos asumidos, la diferencia se reconoce en el estado de resultado integral.

1.b.19) Nuevos estándares emitidos

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

NIIF 13 “Medición del Valor razonable”

En mayo 2011, el IASB emitió la NIIF 13 “Medición del Valor razonable” que resulta aplicable para los períodos anuales iniciados el o a partir del 1 de enero de 2013, permitiendo su aplicación anticipada.

La NIIF 13 establece una sola estructura para la medición del valor razonable cuando es requerido por otras normas. Esta NIIF aplica a los elementos tanto financieros como no financieros medidos a valor razonable.

Valor razonable se mide como “el precio que sería recibido para vender un activo o pagado para transferir un pasivo en una transacción ordinaria entre partes independientes a la fecha de medición”.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

NIC 19 “Beneficios a los Empleados”

En junio 2011, el IASB modificó la NIC 19 “Beneficios a los Empleados”, que resulta aplicable para los períodos anuales iniciados el o a partir del 1 de enero de 2013, permitiendo su aplicación anticipada.

La modificación de la NIC 19 elimina la opción de diferir el reconocimiento de pérdidas y ganancias actuariales en la medición de planes de beneficios definidos, lo cual implica el reconocimiento de la totalidad de estas diferencias en Otros Resultados Integrales.

NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”

En junio 2011, el IASB modificó la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, que resulta aplicable para los períodos anuales iniciados el o a partir del 1 de julio de 2012, permitiendo su aplicación anticipada.

La modificación de la NIC 1 mejora la presentación de ítems que conforman el Estado de Resultados Integrales, clasificando por naturaleza y agrupando en ítems que en períodos subsecuentes serán reclasificados al Estado de Resultados Integrales, al verificarse condiciones necesarias, y los que no serán reclasificados.

La aplicación de la modificación de la NIC 1 no impactó en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la sociedad, sino que sólo implicó nuevas revelaciones al Estado de Resultados Integrales.

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

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

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

Reservas de crudo y gas natural

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Provisiones para juicios y contingencias

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

Provisiones para gastos de medio ambiente

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

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 30 de septiembre de 2013 ascienden a 8.487, se han provisionado 1.133 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.

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

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

1.d) Gestión de Riesgos Financieros

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

	<u>30 de septiembre de 2013</u>	<u>31 de diciembre de 2012</u>
Activos financieros		
A Costo amortizado		
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	5.668	3.870
Otros créditos y anticipos ⁽¹⁾	1.309	1.392
Créditos por ventas ⁽¹⁾	8.647	4.059
A Valor razonable con cambios en los resultados		
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽²⁾	1.235	877
Pasivos financieros		
A Costo amortizado		
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	19.529	13.014
Préstamos ⁽³⁾	26.076	17.104
Provisiones	422	416

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

(2) Comprende inversiones en fondos comunes de inversión con cotización. El valor razonable ha sido determinado sobre la base de los precios cotizados sin ajustar (Nivel 1) en los mercados en los que operan dichos instrumentos financieros. Los resultados por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012 por estos instrumentos se exponen en la línea "Intereses generados por activos" de los Estados de Resultados Integrales.

(3) Su valor razonable estimado, considerando precios de cotización sin ajustar (Nivel 1) para Obligaciones Negociables y tasas de interés ofrecidas a la Sociedad (Nivel 3) para el remanente de los préstamos financieros, al cierre del período o ejercicio, según corresponda, ascendió a 27.437 y 17.238 al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, respectivamente.

Riesgo de mercado

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

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

Riesgo de tipo de cambio

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 10% en los tipos de cambio correspondientes al peso respecto del dólar en los resultados de la Sociedad, relacionado con la exposición de sus activos y pasivos financieros nominados en pesos al 30 de septiembre de 2013:

	Incremento (+) / disminución (-) del tipo de cambio del peso respecto del dólar	30 de septiembre de 2013
Efecto en el resultado antes de impuestos correspondiente a activos y pasivos financieros	+10%	591
	-10%	(591)

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 30 de septiembre de 2013 incluyen obligaciones negociables, prefinanciación de exportaciones y financiación de importaciones, líneas de crédito bancarias locales y préstamos financieros con entidades locales e internacionales. En cuanto a los préstamos financieros de largo plazo, los mismos incluyen obligaciones negociables, y préstamos con entidades financieras locales e internacionales. Aproximadamente un 52% (13.579) de la totalidad de los préstamos financieros de la Sociedad se encuentran nominados en dólares estadounidenses y el resto en pesos argentinos al 30 de septiembre de 2013. Básicamente dichos préstamos se utilizan para capital de trabajo e inversiones. En cuanto a los activos financieros, además de los créditos de naturaleza comercial los cuales poseen una baja exposición al riesgo de tasa de interés, se incluye principalmente depósitos a la vista, depósitos a plazo fijo y cuotas parte de fondos comunes de inversión del tipo "money market" o renta fija de corto plazo.

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

La Sociedad no utiliza habitualmente instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos asociados a las tasas de interés. Las variaciones en las tasas de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a una tasa de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que devengan una tasa fija de interés.

A continuación se detallan los activos y pasivos financieros que devengan interés al 30 de septiembre de 2013 según el tipo de tasa aplicable:

	30 de septiembre de 2013	
	Activos Financieros ⁽¹⁾	Pasivos Financieros ⁽²⁾
Tasa de interés fija	4.511	12.396
Tasa de interés variable	1.509	13.680
Total	6.020	26.076

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

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

La porción de deuda a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de las tasas BADLAR y LIBOR, de la cual 10.771 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread entre 2,25% y 4,75% y 2.909 una tasa de interés variable LIBO más un spread entre 4,00% y 7,50%.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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

	<u>Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)</u>	<u>Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013</u>
Efecto en el resultado después de impuestos	+100	(60)
	-100	60

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.

Asimismo, a la fecha de emisión de estos estados contables, se encuentra en vigencia la Resolución de la Secretaría de Comercio Interior 35/2013 por la cual se determina un precio tope de comercialización de hidrocarburos líquidos a aplicar por todos los expendedores (el más elevado que se hubiera informado al 9 de abril de 2013 en cada una de las regiones geográficas identificadas en el Anexo a la Resolución).

Al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, la Sociedad no ha utilizado instrumentos financieros derivados para mitigar riesgos relacionados con fluctuaciones en los precios de commodities.

Riesgo de liquidez

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

Tal como se menciona en apartados precedentes, YPF pretende que el perfil de vencimientos de su deuda financiera se adecúe a su capacidad de generar flujos de caja para pagarla como así también teniendo en cuenta la necesidad de financiar las erogaciones proyectadas para cada período. Al 30 de septiembre de 2013, las disponibilidades de liquidez alcanzan los 9.903 considerando efectivo por 883, otros activos financieros líquidos por 6.020, financiación bancaria y líneas de crédito disponibles por 3.000. Adicionalmente, YPF tiene capacidad de emitir deuda bajo el programa global de obligaciones negociables aprobado originalmente por la Asamblea en 2008, ampliado en septiembre de 2012 y en abril de 2013 (ver Nota 2.i).

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

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes al 30 de septiembre de 2013:

	30 de septiembre de 2013						
	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⁾	19.130	321	57	-	-	21	19.529
Préstamos	6.126	4.201	3.983	3.758	1.686	6.322	26.076
Provisiones	355	46	21	-	-	-	422

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

La mayoría de la deuda financiera contiene cláusulas habituales de restricción (“covenants”). Con respecto a una parte significativa de los préstamos financieros al 30 de septiembre de 2013, se ha acordado, entre otras cosas, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre nuestros activos. Además, aproximadamente el 9% de nuestra deuda financiera pendiente de pago al 30 de septiembre de 2013 está sujeta a compromisos financieros relacionados con nuestro ratio de apalancamiento y el ratio de deuda de cobertura de servicio de deuda.

Una parte de nuestra 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 nuestra 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 nuestra 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 nuestra sociedad controlada 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.
- 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 30 de septiembre de 2013, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se detalla a continuación al 30 de septiembre de 2013:

	Exposición máxima al 30 de septiembre de 2013
Efectivo y equivalentes de efectivo	6.903
Otros activos financieros	9.956

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

A continuación se incluye una apertura de los activos financieros vencidos al 30 de septiembre de 2013. A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 526 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.

	<u>Créditos por ventas corrientes</u>	<u>Otros créditos y anticipos corrientes</u>
Vencidos con menos de tres meses	1.046	238
Vencidos entre 3 y 6 meses	442	43
Vencidos con más de 6 meses	1.249	94
	<u>2.737</u>	<u>375</u>

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 1.671 al 30 de septiembre de 2013.

Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013, YPF ejecutó garantías recibidas por un importe de 3. Al 30 de septiembre de 2012, esta cifra ascendió a 1.

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 30 de septiembre de 2013 y comparativos

2.a) Efectivo y equivalentes de efectivo:

	<u>30 de septiembre de 2013</u>	<u>31 de diciembre de 2012</u>
Caja y bancos	883	950
Colocaciones transitorias a corto plazo	4.785	2.920
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	1.235	877
	<u>6.903</u>	<u>4.747</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

2.b) Créditos por ventas:

	30 de septiembre de 2013		31 de diciembre de 2012	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	59	9.114	20	4.538
Provisión para deudores por venta de cobro dudoso	(6)	(520)	(5)	(494)
	<u>53</u>	<u>8.594</u>	<u>15</u>	<u>4.044</u>

(1) Ver adicionalmente Nota 6.

Evolución de la provisión para deudores por venta de cobro dudoso

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2012
	Corriente	Corriente
Saldo al inicio del ejercicio	494	454
Aumentos con cargo a resultados	28	26
Aplicaciones con cargo a resultados	(25)	(6)
Cancelaciones por pago/utilización	-	(2)
Diferencia de conversión	23	10
Reclasificaciones y otros movimientos	-	(5)
Saldo al cierre del período	<u>520</u>	<u>477</u>

2.c) Otros créditos y anticipos:

	30 de septiembre de 2013		31 de diciembre de 2012	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Deudores por servicios	-	272	-	223
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones	12	687	10	750
Aportes a Fideicomiso Obra Sur	72	17	83	17
Préstamos a clientes y saldos con sociedades relacionadas ⁽¹⁾	458	60	385	77
Depósitos en garantía	352	198	7	193
Gastos pagados por adelantado	18	280	8	239
Anticipo y préstamos a empleados	-	113	-	106
Anticipo a proveedores y despachantes de aduana ⁽²⁾	-	861	-	542
Créditos con socios de Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	495	88	600	129
Diversos	62	280	69	455
	<u>1.469</u>	<u>2.856</u>	<u>1.162</u>	<u>2.731</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	-	(96)	-	(96)
Provisión para valuar otros créditos a su valor recuperable	-	-	(1)	-
	<u>1.469</u>	<u>2.760</u>	<u>1.161</u>	<u>2.635</u>

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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 nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		
	2013	2012	
	Provisión para otros créditos de cobro dudoso corriente	Provisión para valuar otros créditos a su valor recuperable no corriente	Provisión para otros créditos de cobro dudoso corriente
Saldo al inicio del ejercicio	96	9	93
Aumentos con cargo a resultado	-	-	2
Aplicaciones con cargo a resultado	-	(4)	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(2)	-
Diferencia de Conversión	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-
Saldo al cierre del período	96	3	95

2.d) Bienes de cambio:

	30 de septiembre de 2013	31 de diciembre de 2012
Productos destilados	5.395	4.316
Petróleo crudo y gas natural	2.272	1.813
Productos en procesos	106	106
Obras para terceros en ejecución	190	230
Materia Prima, Envases y Otros	439	457
	8.402⁽¹⁾	6.922⁽¹⁾

(1) Al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, el valor neto de los bienes de cambio no difiere de su costo dado que no existe provisión por desvalorización alguna que disminuya el valor de los mismos.

2.e) Inversiones en sociedades:

	30 de septiembre de 2013	31 de diciembre de 2012
Participación en sociedades (Anexo I)	1.570	1.926
Provisión para desvalorización de participación en sociedades	(12)	(12)
	1.558	1.914

2.f) Composición y evolución de los Activos Intangibles:

Cuenta principal	2013				
	Costo				
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto de conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del período
Concesiones de Servicios	2.769	87	501	16	3.373
Derechos de Exploración	408	219	77	(29)	675
Otros Intangibles	1.266	60	244	(3)	1.567
Total 2013	4.443	366	822	(16)	5.615
Total 2012	3.724	91	371	(5)	4.181

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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	2013					2012			
	Amortización					Acumulada al cierre del período	Valor residual al 30-09	Valor residual al 30-09	Valor residual al 31-12
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión				
Concesiones de Servicios	1.839	-	4-5%	68	334	2.241	1.132	872	930
Derechos de Exploración	6	(18)	-	14	2	4	671	393	402
Otros Intangibles	1.106	(4)	7-33%	60	218	1.380	187	147	160
Total 2013	2.951	(22)		142	554	3.625	1.990		
Total 2012	2.424	-		102	243	2.769		1.412	1.492

La Sociedad no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 30 de septiembre de 2013, 30 de septiembre y 31 de diciembre de 2012.

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

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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.g) Composición y evolución de los Bienes de Uso:

	30 de septiembre de 2013	31 de diciembre de 2012
Valor residual de bienes de uso	79.636	57.103
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(155)	(132)
	<u>79.481</u>	<u>56.971</u>

Cuenta principal	2013				
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto de conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del período
Terrenos y edificios	4.954	94	829	329	6.206
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	121.313	910	22.306	6.411	150.940
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	18.272	-	3.309	747	22.328
Equipos de transporte	1.022	30	179	21	1.252
Materiales y equipos en depósito	3.375	2.594	595	(1.256)	5.308
Perforaciones y obras en curso	13.658	15.253	2.791	(7.840)	23.862
Perforaciones exploratorias en curso ⁽⁴⁾	955	516	192	(404)	1.259
Muebles y útiles e instalaciones	1.641	15	286	78	2.020
Equipos de comercialización	2.851	3	526	223	3.603
Infraestructura de distribución de gas natural	-	2.678	-	(2)	2.676
Instalaciones de generación de energía eléctrica	-	1.513	-	-	1.513
Otros bienes	2.802	353	483	(64)	3.574
Total 2013	<u>170.843</u>	<u>23.959⁽⁵⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾</u>	<u>31.496</u>	<u>(1.757)⁽⁶⁾</u>	<u>224.541</u>
Total 2012	<u>135.618</u>	<u>9.715⁽⁵⁾</u>	<u>12.808</u>	<u>(871)⁽¹⁾</u>	<u>157.270</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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	2013					2012			
	Depreciación					Acumulada al cierre del período	Valor residual al 30-09	Valor residual al 30-09	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	2.048	(1)	2%	110	333	2.490	3.716	2.760	2.906
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	93.306	-	(2)	6.867	17.199	117.372	33.568	23.867 ⁽³⁾	28.007 ⁽³⁾
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	12.427	(40)	4-5%	678	2.274	15.339	6.989	5.235	5.845
Equipos de transporte	701	(6)	4-20%	76	123	894	358	231	321
Materiales y equipos en depósito	-	-	-	-	-	-	5.308	3.008	3.375
Perforaciones y obras en curso	-	-	-	-	-	-	23.862	12.982	13.658
Perforaciones exploratorias en curso ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	1.259	851	955
Muebles y útiles e instalaciones	1.392	-	10%	105	243	1.740	280	145	249
Equipos de comercialización	2.143	-	10%	117	392	2.652	951	573	708
Infraestructura de distribución de gas natural	-	-	2-5%	1.085	-	1.085	1.591	-	-
Instalaciones de generación de energía eléctrica	-	-	5-7%	1.019	-	1.019	494	-	-
Otros bienes	1.723	(46)	10%	326	311	2.314	1.260	1.037	1.079
Total 2013	113.740	(93)⁽⁶⁾		10.383⁽⁷⁾⁽⁸⁾	20.875	144.905	79.636		
Total 2012	91.973	(26)⁽¹⁾		5.961	8.673	106.581		50.689	57.103

(1) Incluye 4 de valor residual imputado contra provisiones de bienes de uso.

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

(3) Incluye 3.420, 1.548 y 2.800 de propiedad minera al 30 de septiembre de 2013, 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2012, respectivamente.

(4) Existen 56 pozos exploratorios al 30 de septiembre de 2013. Durante el período de nueve meses finalizado en dicha fecha, se han iniciado 33 pozos, 16 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 12 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta propiedad minera, pozos y equipos de explotación.

(5) Incluye 124 y 42 de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012.

(6) Incluye, entre otros, la baja de los activos del Coke A vinculados al incidente que afectó la Refinería La Plata en abril de 2013, como consecuencia del temporal que tuvo lugar en dicha ciudad (ver adicionalmente Nota 11.b).

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

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

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 nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012, la tasa de capitalización anualizada promedio ha sido 11,83% y 7,89% y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 438 y 225 respectivamente para los períodos mencionados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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 describe la evolución de la provisión para materiales y equipos obsoletos por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012:

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	132	123
Aumentos con cargo a resultado	-	-
Aplicaciones con cargo a resultado	-	-
Cancelaciones por utilización	-	(4)
Diferencia de conversión	23	9
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-
Saldo al cierre del período	155	128

2.h) Cuentas por pagar:

	30 de septiembre de 2013		31 de diciembre de 2012	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	198	15.334	35	10.705
Participación en Sociedades con patrimonio neto negativo	-	27	-	4
Extensión de Concesiones – Provincia de Santa Cruz y Neuquén	166	675	104	936
Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	-	841	-	798
Anticipos recibidos por acuerdos de inversión (Nota 11.c)	-	1.689	-	-
Diversos	35	591	23	413
	399	19.157	162	12.856

(1) Ver adicionalmente Nota 6.

2.i) Préstamos:

	Tasa de Interés ⁽¹⁾	Vencimiento de Capital	30 de septiembre de 2013		31 de diciembre de 2012	
			No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones Negociables ⁽²⁾	0,10 – 22,13%	2013 – 2028	16.647	2.468	9.216	725
Otras deudas financieras	2,50 – 20,30%	2013 – 2017	3.303 ⁽³⁾⁽⁴⁾	3.658 ⁽³⁾⁽⁴⁾	2.884	4.279
			19.950	6.126	12.100	5.004

(1) Tasa de interés anual vigente al 30 de septiembre de 2013.

(2) Se exponen netas de 133 y 450 de Obligaciones Negociables propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, respectivamente.

(3) Incluyen aproximadamente 5.324 que corresponden a préstamos pactados en dólares y devengan interés a tasas de entre 2,00% y 8,50%.

(4) Incluye 1.092 correspondientes a préstamos otorgados por el Banco Nación Argentina, de los cuales 492 devengan tasa fija de 15,00% hasta diciembre de 2015 y luego tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos y 668 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 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

(en millones)		Valor registrado											
Emisión						30 de septiembre de 2013		31 de diciembre de 2012					
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	445	19	40	1		
Marzo	2010	US\$ 70	^{(2) (7)}	Clase III	-	-	-	-	-	-	347		
Septiembre	2012	\$ 100	^{(2) (7)}	Clase VI	-	-	-	-	-	-	101		
Septiembre	2012	\$ 200	^{(2) (7)}	Clase VII	Variable BADLAR más 3%	20,27%	2014	-	202	200	2		
Septiembre	2012	\$ 1200	^{(2) (5) (7)}	Clase VIII	Variable BADLAR más 4%	21,27%	2015	800	412	1.200	11		
Octubre	2012	US\$ 130	^{(2) (6) (7)}	Clase IX	Fija	5,00%	2014	749	8	636	7		
Octubre y Diciembre	2012	US\$ 552	⁽²⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾	Clase X	Fija	6,25%	2016	3.185	40	2.702	34		
Noviembre y Diciembre	2012	\$ 2.110	^{(2) (5) (7)}	Clase XI	Variable BADLAR más 4,25%	20,80%	2017	2.110	59	2.110	56		
Diciembre	2012	\$ 150	^{(2) (7)}	Clase XII	Fija	19,00%	2013	-	151	-	151		
Diciembre y Marzo	2012/3	\$ 2.828	^{(2) (5) (7)}	Clase XIII	Variable BADLAR más 4,75%	22,13%	2018	2.828	19	2.328	15		
Marzo	2013	\$ 300	^{(2) (7)}	Clase XIV	Fija	19,00%	2014	-	304	-	-		
Marzo	2013	US\$ 230	^{(2) (6) (7)}	Clase XV	Fija	2,50%	2014	664	665	-	-		
Mayo	2013	\$ 300	^{(2) (7)}	Clase XVI	Fija	19,00%	2014	-	303	-	-		
Abril	2013	\$ 2.250	^{(2) (8)}	Clase XVII	Variable BADLAR más 2,25%	18,46%	2020	2.250	72	-	-		
Abril	2013	US\$ 61	^{(2) (6) (7)}	Clase XVIII	Fija	0,1%	2015	352	-	-	-		
Abril	2013	US\$ 89	^{(2) (6)}	Clase XIX	Fija	1,29%	2017	514	1	-	-		
Junio	2013	\$ 1.265	^{(2) (8)}	Clase XX	Variable BADLAR más 2,25%	19,57%	2020	1.265	9	-	-		
Julio	2013	\$ 100	⁽²⁾	Clase XXI	Fija	19,00%	2014	-	101	-	-		
Julio	2013	US\$ 92	^{(2) (6)}	Clase XXII	Fija	3,50%	2020	453	79	-	-		
- MetroGAS:													
Enero	2013	US\$ 163		Serie A-L	Fija	8,875%	2018	707	22	-	-		
Enero	2013	US\$ 16		Serie A-U	Fija	8,875%	2018	99	2	-	-		
- GASA:													
Marzo	2013	US\$ 51		Serie A-L	Fija	8,875%	2015	218	-	-	-		
Marzo	2013	US\$ 1		Serie A-U	Fija	8,875%	2015	8	-	-	-		
						16.647		2.468		9.216		725	

(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 394, la cual puede ser ejercida entre los años 2020 y 2028.

(4) Tasa de interés vigente al 30 de septiembre de 2013.

(5) La ANSES ha 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 según se menciona en los suplementos de precio correspondientes.

(8) El Fondo Argentino de Hidrocarburos ha participado de la suscripción primaria de los presentes títulos, los cuales pueden, a criterio de los respectivos tenedores, ser posteriormente negociados en los mercados de valores en donde los títulos se encuentran autorizados a cotizar.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

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

- Obligaciones Negociables de YPF:

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

Adicionalmente, con posterioridad a la fecha de los presentes estados contables y dentro del programa de emisión previamente mencionado, la Sociedad concretó la emisión de Obligaciones Negociables Clases XXIV y XXV, por un monto total de 150 millones de dólares y 300 millones de pesos respectivamente.

- 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 las 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).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

El capital de las nuevas Obligaciones Negociables de 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 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 septiembre de 2013 y tiene la opción de capitalizar el 50% de los intereses devengados entre el 1 de julio de 2013 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

GASA Clase B con vencimiento en 2015 sólo devengarán intereses si se produjere un Hecho Desencadenante (dentro de lo que se encuadra la caducidad anticipada ante supuestos de incumplimiento previstos en las obligaciones negociables emitidas) dentro de la Fecha Límite, y en el caso que no se haya producido el Hecho Desencadenante, las Nuevas Obligaciones Negociables de GASA Clase B serán canceladas automáticamente y GASA nada deberá por ellas. Los intereses se pagarán semestralmente por período vencido el 15 de junio y el 15 de diciembre de cada año, si bien GASA tendrá la opción de capitalizar el 100% de los intereses devengados entre la fecha de emisión y el 15 de diciembre de 2015. GASA ha ejercido esta opción para los intereses devengados entre la fecha de emisión y el 15 de junio de 2013.

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

2.j) Provisiones:

	Provisiones para pensiones		Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al 31 de diciembre de 2012	136	16	2.892	122	677	489	6.958	193
Aumentos con cargos a resultados	4	-	1.588	18	176	-	526	-
Aplicaciones con cargos a resultados	-	-	(7)	(24)	-	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(9)	(54)	(60)	-	(318)	-	(75)
Diferencias de conversión	30	3	376	4	74	35	720	21
Reclasificaciones y otros movimientos	(9)	9	(128)	82	(295)	295	69 ⁽³⁾	75
Saldo al 30 de septiembre de 2013	161	19	4.667	142	632⁽¹⁾	501⁽²⁾	8.273	214

	Provisiones para pensiones		Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al 31 de diciembre de 2011	143	14	2.167	118	567	581	6.329	252
Aumentos con cargos a resultados	4	-	585	7	384	-	354	5
Aplicaciones con cargos a resultados	-	-	(17)	(4)	(9)	-	-	-
Cancelaciones por pago/utilización	-	(8)	(14)	(455)	-	(568)	-	(101)
Diferencias de conversión	13	2	118	-	29	20	319	10
Reclasificaciones y otros movimientos	(8)	8	(448)	448	(412)	412	(59) ⁽³⁾	101
Saldo al 30 de septiembre de 2012	152	16	2.391	114	559⁽¹⁾	445⁽²⁾	6.943	267

(1) Incluye 468 y 329 de provisiones medioambientales de YPF Holdings Inc. 30 de septiembre de 2013 y 2012, respectivamente.

(2) Incluye 277 y 192 de provisiones medioambientales de YPF Holdings Inc. al 30 de septiembre de 2013 y 2012, respectivamente.

(3) Incluye 124 y 42 de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos que tienen contrapartida en activos, al 30 de septiembre de 2013 y 2012, respectivamente.

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

Por los períodos de nueve y tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012

Ingresos ordinarios

	Por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de		Por los períodos de tres meses finalizados el 30 de septiembre de	
	2013	2012	2013	2012
Ventas ⁽¹⁾	66.867	49.564	24.997	17.948
Ingresos por contratos de construcción	251	432	72	92
Impuesto a los ingresos brutos	(2.299)	(1.684)	(825)	(662)
	64.819	48.312	24.244	17.378

(1) Incluye asimismo 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 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

Costo de ventas

	Por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de		Por los períodos de tres meses finalizados el 30 de septiembre de	
	2013	2012	2013	2012
Existencia al inicio	6.922	6.006	8.336	6.920
Compras	18.945	13.244	6.595	4.932
Costos de producción	29.727	23.404	10.798	8.566
Diferencia de conversión	1.194	535	548	245
Existencia final	(8.402)	(7.060)	(8.402)	(7.060)
Costo de ventas	48.386	36.129	17.875	13.603

Gastos

	Períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de					2012
	2013					
	Costos de producción	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total	Total
Sueldos y cargas sociales	2.984	718 ⁽²⁾	444	94	4.240	3.266
Honorarios y retribuciones por servicios	245	511 ⁽²⁾	106	8	870	736
Otros gastos de personal	779	132	43	16	970	698
Impuestos, tasas y contribuciones	486	62	2.104	2	2.654 ⁽¹⁾	1.881 ⁽¹⁾
Regalías, servidumbres y cánones	4.054	1	9	5	4.069	3.227
Seguros	341	13	40	-	394	185
Alquileres de inmuebles y equipos	1.219	11	144	3	1.377	1.077
Gastos de estudio	-	-	-	19	19	24
Depreciación de bienes de uso	7.452	127	210	-	7.789	5.961
Amortización de activos intangibles	69	50	9	14	142	102
Materiales y útiles de consumo	1.392	13	87	2	1.494	1.103
Contrataciones de obra y otros servicios	1.823	59	292	-	2.174	2.132
Conservación, reparación y mantenimiento	5.143	69	125	7	5.344	4.059
Compromisos contractuales	138	1	5	-	144	163
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	325	325	269
Transporte, productos y cargas	1.871	3	1.630	-	3.504	2.799
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	3	-	3	18
Gastos de publicidad y propaganda	-	80	59	-	139	121
Combustibles, gas, energía y otros	1.731	39	245	30	2.045	1.599
Total 2013	29.727	1.889	5.555	525	37.696	
Total 2012	23.404	1.530	4.022	464		29.420

(1) Incluye aproximadamente 1.427 y 965 correspondientes a retenciones a las exportaciones por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012, respectivamente.

(2) Incluye 54 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 30 de mayo de 2013, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió aprobar como honorario a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2013 la suma de aproximadamente 74.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

	Períodos de tres meses finalizados el 30 de septiembre de					
	2013					2012
	Costos de producción	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total	Total
Sueldos y cargas sociales	1.044	260	168	44	1.516	1.225
Honorarios y retribuciones por servicios	101	173	45	-	319	195
Otros gastos de personal	289	57	19	7	372	229
Impuestos, tasas y contribuciones	165	(8)	720	-	877 ⁽¹⁾	619 ⁽¹⁾
Regalías, servidumbres y cánones	1.401	-	3	-	1.404	1.099
Seguros	187	6	16	-	209	72
Alquileres de inmuebles y equipos	415	5	56	-	476	364
Gastos de estudio	-	-	-	5	5	8
Depreciación de bienes de uso	2.963	48	77	-	3.088	2.246
Amortización de activos intangibles	28	18	3	-	49	37
Materiales y útiles de consumo	440	6	21	1	468	437
Contrataciones de obra y otros servicios	565	26	85	-	676	696
Conservación, reparación y mantenimiento	1.884	27	51	3	1.965	1.561
Compromisos contractuales	46	-	-	-	46	88
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	209	209	110
Transporte, productos y cargas	662	3	579	-	1.244	1.007
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	6	-	6	6
Gastos de publicidad y propaganda	-	31	28	-	59	48
Combustibles, gas, energía y otros	608	2	109	10	729	579
Total 2013	10.798	654	1.986	279	13.717	
Total 2012	8.566	522	1.362	176		10.626

(1) Incluye aproximadamente 463 y 277 correspondientes a retenciones a las exportaciones por los períodos de tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012, respectivamente.

El gasto reconocido en los estados de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo durante los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012 ascendió a 20 y 32, respectivamente.

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 30 de septiembre de 2013, la Sociedad ha provisionado los juicios pendientes, reclamos y contingencias cuya pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente, los cuales ascienden a 4.809. Los juicios pendientes y contingencias más significativas provisionados se describen en los próximos párrafos.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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, 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 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta Resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 daños y perjuicios que dicha rescisión ocasione a TGM. Adicionalmente, con fecha 10 de julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a US\$ 17 millones y reclamó lucro cesante por US\$ 366 millones, los cuales son considerados improcedentes respecto de YPF, por lo que se contestó esta ampliación de demanda rechazando los argumentos vertidos por TGM.

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

Con fecha 24 de mayo de 2013, YPF ha sido notificada del laudo parcial dictado por mayoría en el Arbitraje CCI “YPF c/AESU y TGM”, mediante el cual se hace responsable a YPF por la rescisión ocurrida en el año 2009 de los contratos de exportación de gas y de transporte suscriptos con AESU y TGM. Dicho laudo sólo decide sobre la responsabilidad de las partes, quedando la determinación de los daños que pudieran existir, sujeta a un ulterior procedimiento ante el mismo Tribunal. Por otra parte, el Tribunal rechazó la procedencia del reclamo de AESU y 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 septiembre de 2013 la Cámara Nacional en lo Comercial resolvió declararse incompetente y pasar las actuaciones a la Cámara en lo Contencioso Administrativo Federal.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 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 suscrito 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. De acuerdo a la estimación de la Gerencia de YPF, los reclamos mencionados no tendrán un efecto adverso significativo sobre los resultados futuros.

Los costos por penalidades contractuales derivadas de la falta de entrega de gas natural al 30 de septiembre de 2013, tanto en el mercado local como de exportación, han sido provisionados en la medida que sean probables y puedan ser razonablemente estimados.

Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes:

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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 30 de septiembre de 2013 ascienden a 8.487, se han provisionado 1.133 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

recursos naturales por las partes responsables y establecen la implementación de medidas provisorias 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 87 correspondientes a los costos necesarios para continuar con la operación y mantenimiento de dicha remediación.

Río Passaic, New Jersey. Maxus, cumpliendo con la obligación contractual de actuar en nombre de Occidental, negoció un acuerdo con la EPA (el “AOC 1994”) conforme al cual TS ha realizado pruebas y estudios cerca del emplazamiento de la planta de Newark, adyacente al Río Passaic. Si bien aún quedan pendientes ciertas tareas, los trabajos correspondientes al AOC 1994 fueron subsumidos casi en su totalidad por los estudios de remediación y factibilidad (“RIFS”) financiados y llevados a cabo por TS y otras compañías en la porción inferior del Río Passaic a raíz de un acuerdo administrativo del año 2007 (el “AOC 2007”). Los participantes del AOC 2007 están discutiendo la posibilidad de llevar a cabo trabajos adicionales con la EPA. Las compañías que han aceptado aportar fondos para los RIFS negociaron entre ellas una distribución interina de los costos en función de ciertas consideraciones. Este grupo se autodenomina “PGC – Partes del Grupo de Cooperación”. El AOC 2007 está siendo coordinado en un esfuerzo cooperativo federal, estatal, local y del sector privado llamado Proyecto de Restauración de los tramos inferiores del Río Passaic (“PRRP”). Al 30 de septiembre de 2013, unas 70 entidades (incluida TS) han acordado participar en RIFS propuestos en relación con el PRRP. El 29 de mayo de 2012, Occidental, Maxus y TS se retiraron del PGC bajo protesta y reservando todos sus derechos. Una descripción de las circunstancias de tal acción se encuentra más abajo en el párrafo titulado “Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción.” Sin embargo, Occidental continúa siendo una parte firmante del AOC 2007 y su retiro del PGC no cambia sus obligaciones bajo ese AOC.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 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 encuentra entablando discusiones con la EPA relacionadas con el objeto de la directiva y (b) los destinatarios no están obligados a responder a 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

planta de Diamond Alkali. YPF Holdings Inc. y sus subsidiarias podrían intentar recuperar los costos correspondientes a terceras partes responsables de dicha contaminación. Sin embargo, a la fecha de estos estados contables no es posible predecir la probabilidad de éxito de este recupero, ni el monto potencialmente recuperable.

Adicionalmente, en junio de 2007, la EPA dio a conocer el borrador del estudio de factibilidad (el "FFS"). El FFS resume diversas acciones alternativas de remediación en las 8 millas del tramo inferior del río Passaic, comprendiendo desde no realizar acción alguna, lo cual no implicaría costos significativos, hasta un extensivo dragado y otras actividades de remediación en el tramo inferior del río, que de acuerdo a dicho borrador, la EPA estimó que podría costar entre US\$ 900 millones y US\$ 2.300 millones, y son descriptas por la EPA como tecnologías probadas que podrían ser desarrolladas en el corto plazo, sin necesidad de investigaciones extensivas. Así como otras partes interesadas, TS en conjunto con las demás partes del PGC han presentado a la EPA sus comentarios respecto de los defectos técnicos y legales del borrador del FFS. El 18 de septiembre de 2012, en una reunión del Grupo Asesor Comunitario ("CAG"), la EPA describió las alternativas analizadas en el FFS, y se ofrecerían cuatro alternativas : (i) no realizar acción alguna (costo: US\$ 8,6 millones), (ii) dragado profundo de 9,6 millones de yardas cúbicas por más de 11 años (costo: de US\$ 1.300 millones a US\$ 3.400 millones, dependiendo de si el sedimento dragado es desechado en una instalación acuática de disposición contenida en el suelo de la bahía de Newark ("CAD") o en una instalación de eliminación fuera del sitio), (iii) tapado y dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas por más de 6 años (costo estimado: de US\$ 1.000 millones a US\$ 1.900 millones, dependiendo de si hay una "CAD" o una instalación de eliminación fuera del sitio; y (iv) tapado focalizado con dragado de 0,9 millones de yardas cúbicas por más de 3 años (la alternativa propuesta por el PGC). La EPA indicó que había descartado la alternativa (iv) y que actualmente es partidaria de la alternativa (iii). A la fecha de estos estados contables, se espera que el FFS sea lanzado al público en diciembre de 2013, aunque debido a la parálisis administrativa del gobierno federal de Estados Unidos de América ocurrida en octubre de 2013, dicho lanzamiento podría postergarse. Si la EPA se mantiene con el calendario anunciado, se prevé que el Registro final de la Decisión se publicará entre doce a dieciocho meses después que el FFS sea lanzado al público. En base a la información que a la fecha de emisión de los presentes estados contables dispone la Sociedad, considerando asimismo la potencial propuesta final, los resultados de los descubrimientos y/o pruebas a producirse, las diversas partes involucradas en el mismo y consecuentemente la potencial distribución de los costos de remoción, y la opinión de los asesores legales y 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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 Maestro Especial para asistir a la corte en la administración de la causa. En septiembre de 2010, organismos gubernamentales del Estado de New Jersey, así como otras entidades citadas presentaron sus pedidos de desestimación, los cuales han sido respondidos por Maxus y TS. En octubre de 2010 algunos demandados plantearon mociones para suspender el juicio respecto de ellos (“motions to sever and stay”), a las cuales se sumó el DEP, lo que habilitaría al DEP a agilizar los reclamos contra los demandados directos. Dichas mociones fueron rechazadas en noviembre 2010. Asimismo, ciertas entidades citadas habían presentado pedidos de que se deje sin efecto el juicio respecto de ciertas personas (“motions to dismiss”), los cuales fueron denegados por la jueza auxiliar en enero de 2011. Algunas de las entidades apelaron la decisión, pero estas apelaciones fueron denegadas por el juez principal en marzo de 2011. En mayo de 2011, el juez a cargo emitió la Resolución N° XVII para la gestión del pleito (“Case Management Order N° XVII”), la cual incluye un plan para el desarrollo del juicio (“Trial Plan”). Este plan para el desarrollo del juicio divide el caso en dos etapas, cada una de las cuales se subdivide en sub-etapas que serán sometidas a juicios individuales. En la primera etapa se determinará la responsabilidad y en la segunda etapa la extensión de los daños. Con posterioridad a la emisión de la Resolución N° XVII, el Estado de New Jersey y Occidental presentaron mociones de juicios sumarios parciales. El Estado presentó dos mociones: una en contra de Occidental y Maxus, cuyo propósito es determinar en juicio sumario que Occidental es responsable frente al estado bajo la ley de descargas (“Spill Act”); y otra contra TS argumentando que TS tiene también responsabilidad bajo la ley de descargas (“Spill Act”) frente al Estado. Occidental, por su parte, presentó una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus a fin de que se resuelva que Maxus tiene una obligación contractual de resarcir a Occidental por cualquier responsabilidad de Occidental que surja bajo la ley de descarga (“Spill Act”). En julio y agosto de 2011, el juez resolvió que se encuentra probada la descarga de sustancias contaminantes 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 Maestro Especial 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

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

El 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.

Al 30 de septiembre de 2013, el DEP no ha presentado ante la Corte montos en sus reclamos, pero: (a) sostuvo que un tope de US\$ 50 millones en daños y perjuicios en virtud de una de las leyes de New Jersey no deberían ser aplicables; (b) alegó que se ha incurrido en aproximadamente US\$ 118 millones en el pasado en costos de limpieza y remoción, (c) está buscando una compensación adicional de entre US\$ 10 y US\$ 20 millones para financiar un estudio para evaluar los daños de los recursos naturales, (d) notificó a Maxus y TS respecto a que el DEP se encuentra preparando modelos financieros de costos y de otros impactos económicos y (e) está pidiendo reembolso de los honorarios de sus abogados externos.

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

En septiembre de 2013, el juez a cargo emitió la Resolución N° XVIII para la gestión del pleito ("Case Management Order N° XVIII"), proveyendo un cronograma para la homologación del acuerdo transaccional, el que finaliza con las audiencias previstas para los dos días 12 y 13 de diciembre de 2013.

Al 30 de septiembre de 2013, se ha provisionado un importe total de 706, 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

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 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 15 de octubre de 2013. Maxus en nombre de Occidental, solicitó una extensión adicional de este plazo, pero EPA no pudo responder a dicha solicitud debido a la parálisis administrativa que el gobierno federal de los Estados Unidos de América atravesó en octubre de 2013.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

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 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 status 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. Se estima que los trabajos in-situ comenzarían durante el cuarto trimestre de 2013, una vez que la EPA otorgue 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 30 de septiembre de 2013, se encuentran provisionados aproximadamente 108 en relación con los temas de cromato ferroso previamente mencionados. El estudio de los niveles de cromo en el suelo aún no ha finalizado

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 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 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 30 de septiembre de 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado un monto total de 111 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 30 de septiembre de 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado un total de 21 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 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 5 al 30 de septiembre de 2013 para afrontar los costos de RIFS en proporción a su participación. El principal tema pendiente radica en la determinación de la extensión de los estudios de sedimentos en el río que podrían ser requeridos. YPF Holdings carece de suficiente información para determinar costos adicionales que pudieran surgir.

Maxus ha acordado defender a Occidental, como sucesor de Chemicals, en relación a Malone Services Company Superfund en el condado de Galveston, Texas. Este es un antiguo sitio de descarga de residuos donde se alega que Chemicals depositó desechos con anterioridad a septiembre de 1986. Las partes potencialmente responsables, incluyendo a Maxus en nombre de Occidental, formaron un grupo PPR para financiar y desarrollar un RIFS AOC. El RIFS ha sido completado y la EPA ha seleccionado una Remediación Definitiva. El Director de la División de Superfund de la EPA ha firmado la Decisión el 20 de septiembre de 2009. El grupo PPR firmó el Acta de Consentimiento en el segundo trimestre de 2012 que se hizo efectiva en Julio 2012. Durante el segundo semestre 2012 el grupo PPR comenzó con la fase de diseño y planeamiento, y los trabajos de remediación se llevarán a cabo en el 2013. Al 30 de septiembre de 2013, YPF Holdings ha provisionado 8 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 30 de septiembre de 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado aproximadamente 21 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 30 de septiembre de 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado 21 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

Chemicals a Occidental, de defender e indemnizar a Occidental por determinadas obligaciones históricas de Chemicals, no obstante el hecho de que dicho contrato contiene un plazo límite de doce años para las obligaciones de defensa e indemnidad con respecto a la mayoría de los litigios. TS fue desestimada como parte y la cuestión fue llevada a juicio en mayo de 2006. El tribunal decidió que el período de doce años de plazo límite no se aplicaba y falló contra Maxus. Esta decisión fue confirmada por el Tribunal de Apelaciones en febrero de 2008. Maxus ha apelado esta decisión ante la Corte Suprema de Texas, habiendo sido denegado dicho recurso. Dicha decisión exige que Maxus acepte la responsabilidad por diversas cuestiones, en las cuales ha negado indemnizaciones desde 1998, lo cual podría resultar en costos adicionales a las provisiones actuales de YPF Holdings Inc. para esta cuestión. Maxus ha pagado a Occidental casi US\$ 17 millones relacionados con este reclamo. En marzo 2012, Maxus pagó a Occidental US\$ 0,6 millones, cubriendo así los costos por 2010 y 2011, y en septiembre de 2012 pagó un adicional de US\$ 31 mil cubriendo los costos del primer semestre de 2012. Maxus prevé que los costos de Occidental en el futuro bajo el caso Dallas no excederán a los incurridos en el primer semestre de 2012. Una gran parte de los reclamos que habían sido rechazados por Maxus en virtud del período límite de doce años estaban relacionados con el "Agente Naranja". La totalidad de los litigios pendientes relacionados con el "Agente Naranja" fueron desestimados en diciembre de 2009, y aunque es posible que otros reclamos sean presentados en el futuro por otras partes, se estima que los mismos no originarán pasivos significativos. Adicionalmente, el resto de los reclamos recibidos y que han sido rechazados tienen relación con potenciales afectaciones a las personas ocasionadas por la exposición al monómero de cloruro de vinilo (VCM) y otros productos químicos, no obstante se estima que los mismos no generarían obligaciones significativas. Sin embargo, la decisión judicial implica responsabilidad por reclamaciones futuras, si existieren, vinculadas a estos hechos, las cuales se desconocen a la fecha, pudiendo en consecuencia implicar obligaciones adicionales para Maxus en caso de que las mismas se materialicen. Al 30 de septiembre de 2013, YPF Holdings Inc. provisionó aproximadamente 2 con respecto a estas cuestiones.

En marzo de 2005, Maxus acordó defender a Occidental, como sucesor de Chemicals, respecto del reclamo para la indemnización de los costos incurridos en relación con los trabajos de remediación ambiental de Turtle Bayou, sitio de descarga de residuos en el condado de Liberty, Texas. Los demandantes alegan que ciertos residuos atribuibles a Chemicals fueron descargados en Turtle Bayou. El juicio ha sido bifurcado y en la etapa de responsabilidad Occidental y otras partes han sido encontradas individualmente, y no solidariamente, responsables por los residuos descargados en dicho sitio. La etapa de alocación del juicio finalizó durante el segundo trimestre de 2007 y, luego de diversas mociones de las partes, se dictó una nueva sentencia en la causa, a raíz de la cual Maxus, por cuenta de Occidental, deberá afrontar el 15,96% de los costos pasados y futuros en los que incurra uno de los demandantes. Maxus apeló esta decisión. En junio de 2010, el Tribunal de Apelaciones dictaminó que el Tribunal de Distrito había cometido errores en la admisión de ciertos documentos, y remitió la causa al mismo para que efectúe procedimientos adicionales. Maxus alegó que a raíz de la exclusión de ciertos documentos presentados como evidencia, la participación de Occidental debía reducirse al menos en un 50%. El Tribunal de Distrito emitió sus conclusiones revisadas en enero de 2011, requiriendo de Maxus el pago, por cuenta de Occidental, del 15,86% de los costos pasados y futuros de remediación de uno de los demandantes. Maxus, actuando en nombre de Occidental, presentó una apelación en el primer semestre de 2011. El Tribunal de Apelaciones confirmó la decisión del Tribunal de Distrito en marzo de 2012. En junio de 2012, Maxus pagó por cuenta de Occidental, aproximadamente US\$ 2 millones al demandante por costos incurridos en el pasado. Aún queda la obligación de pagar algunos costos futuros. Al 30 de septiembre de 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado 5 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

demanda 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 30 de septiembre de 2013, YPF Holdings Inc. ha provisionado 75 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 30 de septiembre de 2013, el capital suscrito es de 3.933 y está representado por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales, divididas en cuatro clases de acciones (A, B, C y D) de valor nominal \$ 10 con derecho a un voto por acción que se encuentra totalmente suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública.

Al 30 de septiembre de 2013, se encuentran emitidas 3.764 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente del Estado Nacional Argentino el voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de cambio de control accionario consentido u hostil, 3) transferencia total de los derechos de exploración y explotación, 4) disolución voluntaria de la Sociedad o 5) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de la República Argentina. En los casos 3) y 4) se requerirá, además, la previa aprobación del Congreso de la Nación Argentina.

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

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.

Al 30 de septiembre de 2013, la Sociedad ha recomprado 1.047.513 acciones propias emitidas por un monto de 93, todo ello conforme a lo mencionado en el párrafo precedente. 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.

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 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012:

	30 de septiembre de 2013	31 de diciembre de 2012
Valor de las inversiones en sociedades vinculadas valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	230	603
Valor de las inversiones valuadas al costo	14	12
Sub-total participaciones en sociedades vinculadas y otras	244	615
Valor de las inversiones en negocios conjuntos valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	1.326	1.311
Sub-total participaciones en negocios conjuntos	1.326	1.311
Provisión para desvalorización de participaciones en sociedades	(12)	(12)
	1.558	1.914

Los principales movimientos ocurridos durante los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012, que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2012
Saldo al inicio del ejercicio	1.914	2.013
Adquisiciones y aportes	11	-
Resultado en inversiones contabilizadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	77	98
Dividendos distribuidos	(136)	(135)
Diferencias de conversión	283	98
Otros movimientos	(591) ⁽¹⁾	1
Saldo al cierre del período	1.558	2.075

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

El siguiente cuadro 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 nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012 (ver Anexo I). YPF ha ajustado, de corresponder, los valores informados por dichas sociedades para adaptarlos a los criterios contables utilizados por la Sociedad para el cálculo del valor patrimonial proporcional en las fechas antes mencionadas:

	Vinculadas		Negocios conjuntos	
	2013	2012	2013	2012
Utilidad (pérdida) neta	103 ⁽¹⁾	23	(26)	75
Otros resultados integrales	119	4	164	94
Resultado integral del período	222	27	138	169

(1) Incluye 156 correspondientes a la revalorización de las inversiones en sociedades.

Adicionalmente, tal como se menciona en la Nota 1.a), al 30 de septiembre de 2013, la Sociedad participa en Uniones Transitorias de Empresas y otros contratos similares ("UTES") que otorgan a la Sociedad un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato. La participación en dichas UTES y Consorcios ha sido consolidada línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Para la determinación de la participación en dichas UTES y consorcios se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada 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.

Los activos y pasivos al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, y las principales magnitudes de resultados por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012 de las UTES y consorcios en las que participa la Sociedad se detallan a continuación:

	Al 30 de septiembre de 2013	Al 31 de diciembre de 2012
Activo no corriente	8.249	7.136
Activo corriente	583	551
Total del activo	8.832	7.687
Pasivo no corriente	2.113	1.661
Pasivo corriente	1.084	1.048
Total del pasivo	3.197	2.709
Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		
	2013	2012
Costos de producción	3.315	2.781
Gastos de exploración	41	265

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

6. SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

Tal como se describe en la Nota 4, con fecha 3 de Mayo de 2012, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 26.741, por medio de la cual se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF representado por igual porcentaje de acciones Clase D de dicha empresa pertenecientes a Repsol sus controlantes o controladas, directa o indirectamente, disponiéndose al mismo tiempo la ocupación temporánea de tales acciones en los términos de los artículos 57 y 59 de la Ley N° 21.499. La información detallada en los cuadros siguientes muestra los saldos con los negocios conjuntos y las sociedades vinculadas al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, así como las operaciones con las mismas por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012. Adicionalmente, se incluyen las operaciones mantenidas con las sociedades integrantes del grupo Repsol y vinculadas a PESA hasta la fecha en que dejaron de cumplir con las condiciones para definirse como partes relacionadas.

	Al 30 de septiembre de 2013				Al 31 de diciembre de 2012			
	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.	22	1	-	63	29	6	-	37
Compañía Mega S.A. ("Mega")	490	4	-	24	422	5	-	19
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	106	-	-	23	61	23	-	6
	<u>618</u>	<u>5</u>	<u>-</u>	<u>110</u>	<u>512</u>	<u>34</u>	<u>-</u>	<u>62</u>
Sociedades vinculadas:								
Central Dock Sud S.A.	1	5	426	17	89	4	350	8
Pluspetrol Energy S.A.	-	-	-	-	76	-	-	2
Oleoductos del Valle S.A.	-	-	-	12	-	-	-	6
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	-	-	12	-	-	-	11
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	-	-	2	-	-	-	2
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	-	-	14	-	-	-	6
Oiltanking Ebytem S.A.	-	-	-	18	-	-	-	15
Metrogas S.A.	-	-	-	-	104	-	-	-
Bizoy S.A.	-	18	-	-	-	-	-	-
	<u>1</u>	<u>23</u>	<u>426</u>	<u>75</u>	<u>269</u>	<u>4</u>	<u>350</u>	<u>50</u>
Otras	-	-	-	1	1	-	-	-
	<u>619</u>	<u>28</u>	<u>426</u>	<u>186</u>	<u>782</u>	<u>38</u>	<u>350</u>	<u>112</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

	2013			2012		
	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.	90	172	-	88	197	-
Mega	1.195	206	-	1.224	118	-
Refinor	410	50	-	377	112	-
	<u>1.695</u>	<u>428</u>	<u>-</u>	<u>1.689</u>	<u>427</u>	<u>-</u>
Sociedades vinculadas:						
Central Dock Sud S.A.	94	57	12	94	22	-
Pluspetrol Energy S.A. ⁽¹⁾	142	54	-	32	22	-
Oleoductos del Valle S.A.	-	44	-	-	34	-
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	1	71	-	-	55	-
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	9	-	-	5	-
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	41	-	-	26	-
Oiltanking Ebytem S.A.	-	73	-	-	64	-
Metrogas S.A. ⁽¹⁾	-	-	-	90	-	-
Bizoy S.A.	16	-	-	-	-	-
	<u>253</u>	<u>349</u>	<u>12</u>	<u>216</u>	<u>228</u>	<u>-</u>
Repsol	-	-	-	8	2	-
Repsol Transporte y Trading S.A.	-	-	-	-	366	-
Repsol Gas S.A.	-	-	-	78	1	-
Otras	-	-	-	7	18	(10)
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>93</u>	<u>387</u>	<u>(10)</u>
	<u>1.948</u>	<u>777</u>	<u>12</u>	<u>1.998</u>	<u>1.042</u>	<u>(10)</u>

(1) Se exponen las operaciones hasta la fecha de toma de control (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 (las operaciones por los períodos de nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2013 ascendieron a 1.698 y 580, respectivamente, y al 30 de septiembre de 2012 ascendieron a 1.422 y 368, mientras que el saldo neto al 30 de septiembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012 era un crédito de 446 y 96, respectivamente); el servicio de regasificación a ENARSA en los proyectos de regasificación de GNL de Bahía Blanca y Escobar y la compra de Gas Natural a ENARSA el cual es importado por esta última empresa desde la República de Bolivia (las operaciones por los períodos de nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2013 ascendieron a 896 y 477, respectivamente, y al 30 de septiembre de 2012 ascendieron a 1.154 y 854, mientras que el saldo neto al 30 de septiembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012 era un crédito de 774 y 356, respectivamente); la provisión de combustible aeronáutico para Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A. (las operaciones por los períodos de nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2013 y 2012 ascendieron a 1.088 y 572, mientras que el saldo al 30 de septiembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012 era un crédito de 85 y 61, respectivamente); los beneficios por el incentivo para la inyección excedente de gas natural (ver acuerdo de gas en la Nota 11.c) a los presentes estados contables), entre otros, con el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (las operaciones por el período de nueve meses finalizado al 30 de septiembre de 2013 ascendieron a 3.295, mientras que el saldo al 30 de septiembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012 era un crédito de 2.468 y 82, respectivamente) y la compensación por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial con el Ministerio del Interior (las operaciones por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 ascendieron a 1.561, mientras que el saldo a dicha fecha era un crédito de 41). Dichas operaciones tienen generalmente como base acuerdos a mediano plazo, y se perfeccionan en función de las

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

condiciones generales y regulatorias, según corresponda, del mercado. Adicionalmente, la Sociedad ha realizado ciertas operaciones de financiación con entidades relacionadas con el sector público nacional, tal como se las define en la NIC 24, cuyas principales operaciones se describen en la Nota 2.i) a los presentes estados contables.

A continuación se detallan las compensaciones correspondientes al personal clave de la Administración de YPF, el cual comprende a los miembros del Directorio y a los Directores de primera línea, siendo estos últimos aquellos que cumplen funciones ejecutivas y que son nombrados por el Directorio, todo ello para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012:

	2013 ⁽¹⁾	2012 ⁽¹⁾
Beneficios de corto plazo para empleados	60	57
Beneficios basados en acciones	22	-
Beneficios posteriores al empleo	2	2
Beneficios de terminación	-	8
Otros beneficios de largo plazo	-	2
	<u>84</u>	<u>69</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 2012.

Planes de beneficios definidos

	Al 30 de septiembre de 2013	Al 31 de diciembre de 2012
Valor actual de las obligaciones	180	152
Valor de mercado de los activos	-	-
Pérdidas actuariales diferidas	-	-
Pasivo neto reconocido	<u>180</u>	<u>152</u>

Evolución del pasivo por planes de beneficios definidos

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2012
Pasivos al inicio del período/ejercicio	152	143
Diferencias de conversión	33	14
Costos por intereses	4	4
Beneficios pagados, cancelaciones y enmiendas	(9)	(9)
Pasivos al cierre del período	<u>180</u>	<u>152</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Evolución del activo por planes de beneficios definidos

	<u>Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013</u>	<u>Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2012</u>
Valor de mercado de los activos al inicio del período/ejercicio	-	-
Contribuciones del empleador y empleados	9	9
Beneficios pagados y cancelaciones	(9)	(9)
Valor de mercado de los activos al cierre del período	<u>-</u>	<u>-</u>

Importes reconocidos en el Estado de Resultados

	<u>Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013</u>	<u>Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2012</u>
Costos del servicio	-	-
Costos por intereses	(4)	(4)
Ganancias (pérdidas) por cancelaciones y enmiendas	-	-
Total registrado en el resultado del período	<u>(4)</u>	<u>(4)</u>

Supuestos actuariales utilizados

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Tasa de descuento	2,5 - 3%	3,4 - 3,7%
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 2013	16
Estimación de pagos de beneficios:	
2013	12
2014	15
2015	14
2016	13
2017 – 2075	101

La duración promedio utilizada para la estimación de los pagos de beneficios futuros fue de entre 7,29 y 8,27.

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 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 30 de septiembre de 2013, los principales contratos en los que la Sociedad es arrendatario corresponden a:

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

Los cargos por los contratos mencionados precedentemente por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012 ascendieron a aproximadamente 2.623 y 1.713, respectivamente, correspondiendo 1.237 y 702 a pagos mínimos y 1.386 y 1.011 a cuotas contingentes y han sido imputados a las líneas de Alquileres de inmuebles y Equipos y contrataciones de obra y otros servicios.

Al 30 de septiembre de 2013, los pagos futuros estimados relacionados con estos contratos son:

	Hasta 1 año	De 1 a 5 años	A partir del 6 año
Pagos futuros estimados	2.295	3.374	201

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:

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de		Por el período de tres meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2013	2012	2013	2012
Utilidad neta atribuible a los accionistas de la controlante	3.207	2.883	1.414	756
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.970.651 ⁽¹⁾	393.312.793	392.434.877 ⁽¹⁾	393.312.793
Utilidad neta básica y diluida por acción (Pesos)	8,16	7,33	3,60	1,92

(1) Se consideran en el cálculo 1.047.513 acciones propias recompradas al 30 de septiembre de 2013.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

10. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados de cada período, es la siguiente:

	Períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de	
	2013	2012
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	8.383	6.094
Tasa impositiva vigente	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(2.934)	(2.133)
Efecto de la valuación de bienes de uso y activos intangibles en su moneda funcional	(3.759)	(1.485)
Resultados de inversiones en sociedades	27	34
Resultados exentos Ley N° 19.640 (Tierra del Fuego)	5	27
Quebrantos impositivos	(95)	(18)
Diversos ⁽¹⁾	1.572	364
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	(5.182)	(3.211)

(2) Incluye principalmente el ajuste de la diferencia de cambio calculada para fines fiscales y el efecto en la valuación de los bienes de cambio correspondiente a la amortización de los bienes de uso en la moneda funcional de la Sociedad.

No se han registrado activos por impuestos diferidos por importes de 3.132 y 2.523 al 30 de septiembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012, respectivamente, los cuales corresponden 531 y 441 a diferencias temporarias deducibles no utilizables y 2.601 y 2.082 a créditos fiscales por quebrantos acumulados de ciertas subsidiarias, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo a NIIF. De los quebrantos acumulados no reconocidos al 30 de septiembre de 2013, 2.367 tienen vencimiento entre los años 2018 y 2031, y 20 tienen vencimiento indeterminado.

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es la siguiente:

	30 de septiembre de 2013	31 de diciembre de 2012
<u>Activos impositivos diferidos</u>		
Provisiones y otros pasivos no deducibles	1.576	1.055
Quebrantos y otros créditos fiscales	45	45
Diversos	132	54
Total activo impositivo diferido	1.753	1.154
<u>Pasivos impositivos diferidos</u>		
Bienes de uso	(8.144)	(5.125)
Diversos	(772)	(666)
Total pasivo impositivo diferido	(8.916)	(5.791)
Total impuesto diferido, neto	(7.163)	(4.637)

Al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 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 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

a) Pasivos contingentes

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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

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

Mediante sentencia del 8 de julio del 2008 la CSJN:

- (i) Dispuso que está a cargo de la Autoridad de Cuenca (Ley N° 26.168) (“ACUMAR”) el cumplimiento del programa de remediación ambiental de la cuenca, siendo responsable de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; delegó en el Juzgado Federal de Primera Instancia de Quilmes el conocimiento de todas las cuestiones concernientes a la ejecución de la remediación y saneamiento; declaró que todos los litigios relativos a la ejecución del plan de remediación se acumularán y tramitarán ante dicho juzgado y que dicho proceso produce litispendencia en relación a las demás acciones colectivas que tengan por objeto la remediación ambiental de la cuenca, las que por lo tanto deberían ser archivadas. En este orden, YPF ha sido notificada de ciertas resoluciones emitidas por ACUMAR, por las que se requiere presentar un Plan de Reversión Industrial con relación a ciertas instalaciones de YPF, el cual ha sido presentado, no obstante haberse recurrido las resoluciones mencionadas;
 - (ii) Decidió que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado por la reparación del daño ambiental, continuará ante la CSJN.
- *Reclamos ambientales en La Plata*: YPF ha tomado conocimiento de una acción que todavía no ha sido notificada formalmente en la cual el actor reclama la remediación del canal adyacente a la Refinería La Plata, el Río Santiago y otro sector cercano a la costa y, si tal remediación no fuera posible, una indemnización de 500 o la suma a determinar según la evidencia de los daños causados. El reclamo se superpone parcialmente con la demanda realizada por un grupo de vecinos de Refinería La Plata el 29 de junio de 1999, mencionada en la Nota 3 en el acápite “Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes”. Consecuentemente, YPF considera que si fuera notificada en esta causa o en cualquier otra vinculada al mismo reclamo, las mismas deberían ser unificadas en la medida que los reclamos se superpongan.
- Con respecto a los reclamos que no se unifiquen, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. A su vez, YPF considera que la mayoría de los daños alegados por la parte actora, de ser procedentes, podrían ser atribuidos a eventos ocurridos con anterioridad a la privatización de YPF y por lo tanto corresponderle la responsabilidad al Gobierno Argentino de acuerdo con la ley de privatización que concierne a YPF.
- Cabe agregar que, en relación con los reclamos referidos a los canales adyacentes a la Refinería La Plata, YPF ha suscrito un acuerdo con el OPDS. Ver Nota 3 “Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes”.
- *Otros Reclamos Ambientales en Quilmes*: YPF ha sido notificada de una demanda ambiental realizada por vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, en el que reclaman aproximadamente 248 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 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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

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

- *Reclamo de la Unión de Usuarios y Consumidores:* La actora reclama originalmente a Repsol YPF (habiéndose luego ampliado la demanda a YPF) el reintegro de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993-2001. El juicio es de monto indeterminado, pero se reclama por el período 1993-1997 la suma de 91 (el monto actualizado asciende a 484 aproximadamente), siendo indeterminado por el período 1997 a 2001. YPF opuso la defensa de prescripción (así como también otras defensas), sosteniendo que a la fecha del pedido de ampliación de la demanda, la acción se encontraba íntegramente prescripta por el transcurso del plazo de dos años. No obstante, el 6 de agosto de 2009 se abrió la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma.

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

YPF ha sido notificada de una demanda judicial interpuesta por Repsol el 31 de julio de 2012 ante el Tribunal de Primera Instancia de New York, Estados Unidos de Norteamérica, contra The Bank of New York Mellon (“BONY”) y contra YPF. Conforme a lo planteado en la referida demanda, Repsol reclama daños y perjuicios por la supuesta falta de aceptación y negación por parte de BONY de llevar a cabo las instrucciones de voto emitidas por Repsol en relación con, entre otras cosas, la elección de los miembros del Directorio de YPF en la asamblea de la Sociedad del 4 de junio de 2012, violando supuestamente sus obligaciones contractuales. Alega Repsol que además de los ADS a su nombre, tenía derecho de votar

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

por ADS prendados a su favor, lo que no habría podido realizar debido a supuestas fallas de BONY y la supuesta intervención inapropiada de YPF para rechazar las instrucciones de Repsol. Atento a lo mencionado previamente, como así también a la naturaleza de la demanda y los resultados de las evidencias que se presenten, la Sociedad no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible. El 29 de abril de 2013, YPF presentó una moción para desestimar la demanda y el 20 de agosto de 2013 se celebró una audiencia al respecto. La moción no ha sido resuelta aún. Cabe indicar que se ha comenzado un primer intercambio de interrogatorios y documentación (*discovery*) entre Repsol e YPF.

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.

– *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, que la Sociedad se encuentra analizando. Atento a la naturaleza particular del reclamo, y los resultados de las evidencias presentadas, la Sociedad no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible.

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 nuestras instalaciones en la refinería La Plata fueron afectadas por un severo temporal sin precedentes, el cual determinó el incendio y consecuente afectación de las unidades de Coke A y Topping C en dicha refinería. En términos operativos, el incidente mencionado afectó en forma temporal la capacidad de procesamiento de crudo de la Refinería, la cual dejó fuera de servicio la totalidad del Complejo durante algunos días. En este orden, durante los 7 días posteriores al suceso se logró restablecer aproximadamente 100 mbb/día de la capacidad de procesamiento mediante la puesta en marcha de dos unidades de destilación (Topping IV y Topping D). La unidad de Coke A quedó fuera de servicio 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. A partir de la puesta en marcha del Topping C, la capacidad operativa alcanzable de la Refinería La Plata, sin la utilización del Coke A, se estima aproximadamente en 150 mbb/día. Atento a lo mencionado previamente, la Sociedad se encuentra en proceso de evaluación y gestión del reclamo correspondiente ante la compañía aseguradora, y conforme al marco contractual vigente a la fecha del siniestro.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

c) Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros

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

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

- *Requerimientos regulatorios de gas natural:* En adición a las regulaciones que afectan al mercado de gas natural mencionadas en el acápite “Mercado de gas natural” (Nota 3), con fecha 14 de junio de 2007, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 599/2007 (la “Resolución”) que homologó el acuerdo con productores de gas natural para el suministro de gas natural al mercado interno desde el año 2007 hasta el año 2011 (el “Acuerdo 2007-2011”). El objeto del Acuerdo 2007-2011 es garantizar el normal abastecimiento del mercado interno de gas natural durante el período comprendido entre 2007 y 2011, tomando en consideración los consumos del año 2006 y el crecimiento del consumo de usuarios residenciales y pequeños clientes comerciales (“la Demanda Prioritaria”). De acuerdo a la Resolución, los Productores firmantes del Acuerdo 2007-2011 se comprometen a abastecer parte de la Demanda Prioritaria en base a ciertos porcentajes determinados por cada productor en función de su participación en la producción durante el período de 36 meses anteriores a abril de 2004. En caso de faltantes para el 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

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 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 1° 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 hidrocarbúricos 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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gas oil en todo el territorio de la República Argentina. Para ello, requiere respetar como mínimo, los volúmenes abastecidos en igual mes del año inmediato anterior, más la correlación positiva existente entre el incremento de la demanda de gas oil y el incremento del Producto Bruto Interno, acumulada a partir del mes de referencia. La comercialización citada deberá efectuarse sin que se altere, perjudique o distorsione el funcionamiento del mercado de gas oil.

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

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

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

El 13 de marzo de 2012 YPF fue notificada de la Resolución 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

- 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.
- Mediante la Resolución SCI 35/2013 publicada en el Boletín Oficial el 10 de abril de 2013, la Secretaría de Comercio Interior en uso de facultades atribuidas a dicho organismo por la ley 20.680, determina un precio tope de comercialización de hidrocarburos líquidos a aplicar por todos los expendedores, el cual será igual al más elevado que se hubiera informado al 9 de abril de 2013 en cada una de las regiones geográficas identificadas en el Anexo a la Resolución, y que cubren la República Argentina. Para ello queda a cargo de las empresas dedicadas a la destilación, comercialización de petróleo y derivados informar el precio más alto de cada región. El cumplimiento de este último requisito será supervisado por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. La resolución tenía un plazo original de vigencia de 6 meses y fue prorrogada por 45 días más mediante la Resolución SCI 108/2013 publicada en el Boletín Oficial el 10 de octubre de 2013.
 - *Requerimientos regulatorios establecidos en el Decreto N° 1.277/2012:* Con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto N° 1.277/2012 reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. Entre otros, el decreto mencionado establece: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”) quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda. Asimismo, deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo: a) su plan de inversiones en exploración; b) su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y c) su plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas, el cual será analizado por la Comisión; la Comisión adoptará las medidas de promoción, fomento y coordinación que estime necesarias para el desarrollo de nuevas refinerías en el Territorio Nacional, que permitan garantizar el crecimiento de la capacidad de procesamiento local de acuerdo a las metas y exigencias del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; en materia de precios, y según lo dispone el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecerá los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicará precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable. El incumplimiento de las disposiciones del Decreto y normas complementarias podrá dar lugar a las siguientes sanciones: multa; apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50 de la Ley N° 17.319; nulidad o caducidad de las concesiones o permisos. A su vez, el mencionado Decreto deroga aquellas disposiciones de los Decretos N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89 (los “Decretos de Desregulación”) que establecían, entre otras cuestiones, el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

- *Otros requerimientos regulatorios:* Durante el ejercicio 2005, la Secretaría de Energía de la Nación mediante la Resolución N° 785/2005, modificada por la Resolución N° 266/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, creó el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Almacenamiento de Hidrocarburos y sus derivados con el objetivo primario de impulsar y verificar la adopción de las medidas adecuadas para corregir, mitigar y contener la contaminación originada a partir de los tanques aéreos de almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados. La Sociedad ha comenzado a elaborar e implementar un plan de auditorías técnicas y ambientales con el objetivo de dar cumplimiento a las exigencias de la norma.
- *Programas Refinación Plus y Petróleo Plus.* El Decreto N° 2.014/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversiones y Servicios Públicos emitido el 25 de noviembre de 2008, creó los programas “Refinación Plus” y “Petróleo Plus” para incentivar (a) la producción de gasoil y naftas y (b) la producción de petróleo y el incremento de reservas a través de nuevas inversiones en exploración y producción. Los mismos dan derecho a las compañías de refinación que emprendan la construcción de una nueva refinería o la expansión de su capacidad de refinación y/o conversión y a las compañías productoras que incrementen su producción y reservas de acuerdo a los objetivos del programa, a recibir créditos fiscales sobre aranceles de exportación. A efectos de ser beneficiarios de ambos programas, los planes de las compañías deben ser aprobados por la Secretaría de Energía.

Durante el mes de febrero de 2012, por Nota N° 707/2012, complementada por Nota N° 800/2012, ambas emitidas por la Secretaría de Energía, YPF fue notificada que los beneficios concedidos en el marco de los programas Refinación y Petróleo Plus se encuentran suspendidos temporalmente y que dicha suspensión también aplica a las presentaciones por beneficios ya realizadas por YPF. Las razones invocadas son que estos programas fueron creados en un contexto de precios locales bajos en relación con los precios actuales y que los objetivos de los programas fueron cumplidos. Con fecha 16 de marzo de 2012, YPF recurrió la suspensión temporal mencionada.

- *Repatriación de divisas:* Durante el mes de Octubre de 2011 se publicó y entró en vigencia el Decreto N° 1.722/2011 por el cual se restablece la obligatoriedad del ingreso y negociación en el mercado de cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación por parte de empresas productoras de petróleos crudos o de sus derivados, gas natural y gases licuados y de empresas que tengan por objeto el desarrollo de emprendimientos mineros, de conformidad con las previsiones del artículo 1° del Decreto N° 2581 del 10 de abril de 1964 (ver adicionalmente Decreto N° 929/2013 a continuación).
- *Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos – Decreto N° 929/2013:* Mediante el Decreto N° 929/2013 se dispone la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (el “Régimen Promocional”), tanto convencionales como no convencionales, el que será de aplicación en todo el territorio de la República Argentina. Podrán solicitar su inclusión en el Régimen Promocional los sujetos inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares conjuntamente con éstos, que presenten ante la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creada por el Decreto N° 1.277/12 un “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a un monto de US\$ 1.000.000.000 calculada al momento de la presentación del “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” y a ser invertidos durante los primeros cinco años del proyecto. 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,

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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.
- *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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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, 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 395km²; y iii) prorrogar la concesión de explotación Loma Campana por el término de 22 años a partir de su vencimiento (venciendo la misma el 11 de noviembre de 2048). Los compromisos asumidos por la Sociedad son los siguientes: i) pago de US\$ 20 millones por efecto de la escisión del Area Loma La Lata – Loma Campana sobre la producción convencional, pagadero dentro de los 15 días de la ratificación legislativa del Acta Acuerdo; ii) pago de US\$ 45 millones en concepto de responsabilidad social empresaria, pagadero durante los años 2013/2014/2015; iii) pago de un 5% sobre las utilidades después de impuestos del proyecto de inversión aplicable a partir de Diciembre de 2027; iv) reducción a partir del mes de agosto de 2012 del 50% del subsidio aplicable al precio del gas natural para la Planta de Metanol según los términos del Acta Compromiso de 1998 suscripto entre la Sociedad y la Provincia de Neuquén; v) la Sociedad se compromete a realizar una inversión de US\$ 1.000 millones dentro del término de 18 meses a partir del 16 de julio de 2013; y vi) la Sociedad se compromete a priorizar la contratación de mano de obra, proveedores y servicios radicados en Neuquén. Por su parte la Provincia de Neuquén se compromete a: i) no aplicar Renta Extraordinaria ni Canon Extraordinario de Producción y a mantener una alícuota del 12% en concepto de regalías hidrocarburíferas; ii) aplicar para los ingresos generados en la concesión Loma Campana una alícuota de ingresos brutos que no sea superior al 3%; y iii) establecer como base imponible para el impuesto de sellos la suma total de US\$ 1.240 millones. Dicha Acta Acuerdo fue aprobada mediante Decreto 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

Fortalecimiento Institucional, destinado a la compra de equipamiento, capacitación, entrenamiento e incentivo del personal, logística y gastos operativos de diversos organismos de la Provincia de Mendoza designados en el Acta Acuerdo, entre otros.

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

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

- Salta: El 23 de octubre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Salta un acta acuerdo a efectos de extender por 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento. Las empresas firmantes del acta acuerdo (YPF, Tecpetrol S.A., Petrobras Argentina S.A., Compañía General de Combustibles S.A. y Ledesma S.A.A.I.) mediante la suscripción del Acta Acuerdo asumieron, entre otros, los siguientes compromisos: (i) la realización en el área Aguara Güe, en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo y durante los primeros 2 años, las siguientes inversiones: un monto mínimo en planes de desarrollo, consistentes en la perforación de pozos de desarrollo (al menos 3) y ampliación de facilidades de producción y tratamiento de hidrocarburos, de US\$ 36 millones, (ii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un aporte especial extraordinario equivalente al 25% del monto dinerario correspondiente a las regalías del 12% previstas en los art. 59 y 62 de la Ley 17.319, (iii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un pago adicional al aporte especial extraordinario, exclusivamente cuando se verifiquen condiciones de renta extraordinaria en la comercialización de la producción de petróleo crudo y gas natural proveniente de las concesiones, en virtud del incremento de precios obtenidos por cada parte, a partir de la suma de US\$ 90/bbl en el caso de la producción de petróleo crudo y de la suma equivalente a 70% del precio del gas de importación, (iv) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes abonarán a la provincia, y en la proporción que le corresponda a cada una, por única vez la suma de US\$ 5 millones en concepto de bono de prórroga, (v) YPF y las empresas asociadas firmantes se comprometen a que se efectúen inversiones por un monto mínimo de US\$ 30 millones en tareas de exploración complementarias que deberán ejecutarse en las concesiones.
- 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. A la fecha de emisión de los presentes estados contables la Comisión de Negociación de la provincia de Tierra del Fuego se encuentra analizando las condiciones negociadas. El acuerdo final será sometido posteriormente a la aprobación final del Poder Ejecutivo provincial y de la consideración de 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 U\$S 1.240 millones por parte de Chevron para una primera fase de trabajo que desarrolla unos 20 km² (el “proyecto piloto”) (4.942

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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 U\$S 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 U\$S 300 millones (el cual cuenta con una garantía de YPF por los siguientes 90 días hasta la instrumentación de todos los documentos complementarios para el resto de la financiación de Chevron, incluyendo la contribución de YPF del 50% de los derechos en el área del proyecto). Este desembolso se encuentra registrado en el balance general al 30 de Septiembre de 2013 como un anticipo en el rubro "Cuentas por Pagar".
- En una segunda etapa, luego de finalizado el proyecto piloto, ambas empresas estiman continuar con el desarrollo total del Área compartiendo las inversiones al 50%.
- Asimismo, el Acuerdo contempla, de manera no vinculante, la posterior definición de términos y condiciones para la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en las provincias del Neuquén y Mendoza.
- 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 U\$S 188 millones que se destinarán a la explotación conjunta de un proyecto piloto de gas no convencional en la provincia del Neuquén, de los cuales Dow aportaría hasta U\$S 120 millones a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, que contempla una primera fase de trabajo en la que se perforarían 16 pozos.

En caso que Dow ejerza la opción de conversión, la Sociedad cedería el 50% de su participación en el área "El Orejano", la cual comprende una extensión total de 45 km² (11.090 acres), en la provincia del Neuquén y el 50% de participación en una UTE a conformarse para la explotación de dicha área. 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 30 de septiembre de 2013, la Sociedad ha recibido el primer tramo de la mencionada transacción por un importe de U\$S 30 millones, el cual ha sido registrado en el rubro "Préstamos no corrientes" del balance general.

- *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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

servicio de distribución de gas fueron establecidas en la Licencia y están reguladas por el ENARGAS. La Ley de Emergencia Pública sancionada en 2002 estableció la suspensión del régimen original de actualización de tarifas previsto en la Licencia.

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

- 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 2012 ascendían a aproximadamente 9.992. En adición, existen compromisos exploratorios y de inversión y gastos hasta la finalización de algunas de nuestras concesiones que ascienden a 122.460 al 31 de diciembre de 2012, lo cual incluye los compromisos por extensión de concesiones mencionados en párrafos precedentes.

12. INFORMACION CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO

Los distintos segmentos en los que se estructura la organización de la Sociedad tienen en consideración las diferentes actividades de las que YPF puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos. La citada estructura organizativa se fundamenta en la forma en la que la máxima autoridad en la toma de decisiones operativas analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento, considerando asimismo la estrategia de negocios de la Sociedad.

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

En este orden, la nueva estructura de segmentos de negocio, definidos teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8, consiste en: 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 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013					
Ingresos por ventas	2.815	61.417	587	-	64.819
Ingresos intersegmentos	27.209	731	1.501	(29.441) ⁽¹⁾	-
Ingresos ordinarios	30.024	62.148	2.088	(29.441)	64.819
Utilidad (Pérdida) operativa	4.595	3.954	(1.081)	(128)	7.340
Resultado de inversiones en sociedades	(12)	89	-	-	77
Depreciación de bienes de uso	6.689	967	133	-	7.789
Inversión en bienes de uso	15.934	2.797 ⁽²⁾	213	-	18.944
Activos	58.485	43.505	10.568	(1.288)	111.270

	Exploración y Producción	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2012					
Ingresos por ventas	496	47.120	696	-	48.312
Ingresos intersegmentos	22.583	791	900	(24.274)	-
Ingresos ordinarios	23.079	47.911	1.596	(24.274)	48.312
Utilidad (Pérdida) operativa	4.508	2.898	(1.668)	319	6.057
Resultado de inversiones en sociedades	-	98	-	-	98
Depreciación de bienes de uso	5.084	760	117	-	5.961
Inversión en bienes de uso	7.068	2.507	140	-	9.715
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012					
Activos	41.980	30.901	8.031	(963)	79.949

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

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

A continuación se desglosa la distribución de los ingresos por ventas a terceros por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012, como así también los bienes de uso por áreas geográficas al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012:

	Ingresos ordinarios por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre		Bienes de Uso	
	2013	2012	30 de septiembre de 2013	31 de diciembre de 2012
Argentina	55.519	42.871	79.235	56.779
Países del Mercosur y asociados	5.037	2.781	23	24
Resto del América	3.110	1.957	223	168
Europa	1.153	703	-	-
Total	64.819	48.312	79.481	56.971

En adición a lo mencionado en la Nota 6, al 30 de septiembre de 2013 ningún cliente externo representa ni supera el 10 % de los ingresos por las actividades ordinarias de la Sociedad.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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

13. COMBINACIONES DE NEGOCIOS

– GASA:

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

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

Nombre y descripción de la sociedad adquirida: GASA es la sociedad controlante de MetroGAS, empresa adjudicataria de la licencia para la distribución de gas natural en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y sur del conurbano de la Provincia de Buenos Aires.

GASA posee el 70% del capital accionario de MetroGAS mediante la tenencia de la totalidad de las acciones clase "A" representativas del 51% de capital, más un 19% en acciones clase "B".

MetroGAS brinda el servicio de distribución a aproximadamente 2,2 millones de clientes dentro de su área de servicio (Capital Federal y once municipalidades del sur del Gran Buenos Aires).

Fecha de adquisición, porcentaje adquirido y razones de la adquisición: La Sociedad dio cumplimiento a las obligaciones emergentes de la compra, el cual se correspondía con el pago del saldo de la operación, durante Mayo de 2013. A partir de la adquisición adicional (acciones representativas del 54,67% del capital de GASA), la Sociedad controla el 100% de GASA.

Tal como surge de la Resolución 1/2566 D del Enargas, se estima que la operación redundará en un sustancial beneficio para el usuario del servicio de distribución de gas natural ya que permitirá aplicar a MetroGAS una gestión responsable, no solo en lo económico-financiero sino también asumiendo principios sociales de los que depende el bienestar de las generaciones actuales y futuras.

Valor razonable de la contraprestación transferida, y valor razonable de los principales activos objeto de la adquisición: El precio de la operación mencionada (adquisición de acciones representativas del 54,67% del capital de GASA) ascendió a US\$ 9,7 millones, lo que equivale a un valor total por el 100% de la participación de GASA de aproximadamente US\$ 17,7 millones, el cual se aproxima al valor razonable de los activos y pasivos netos de la sociedad adquirida.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

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

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

En forma previa a la adquisición, el valor de la participación en GASA ascendía a cero. Como consecuencia de la adquisición, la valuación de la participación en GASA a valor razonable a la fecha de la adquisición generó una ganancia de aproximadamente 136 que ha sido registrada en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades" del estado de resultados integral de la Sociedad por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013.

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

Ingresos ordinarios	901
Costo de ventas	(655)
Utilidad Bruta	246
Otros costos operativos	(150)
Utilidad operativa	96
Resultados financieros	(159)
Impuesto a las ganancias	2
Pérdida neta del período	(61)
Ingresos ordinarios	1.387
Costo de ventas	(1.037)
Utilidad Bruta	350
Otros costos operativos	(278)
Utilidad operativa	72
Resultados financieros	887 ⁽¹⁾
Impuesto a las ganancias	(274)
Utilidad neta del período	685

Ingresos y costos de actividades ordinarias de GASA desde el inicio del período corriente y hasta el 30 de septiembre de 2013:

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

– YPF Energía Eléctrica S.A.:

Con fecha 4 de Junio de 2013, 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.

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%.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

ENRIQUE A. FILA
Por Comisión Fiscalizadora

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 Escisionaria YPF Energía Eléctrica S.A. Esta sociedad tiene como objeto 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
Otros créditos y otros activos	71
Bienes de uso	638
Cuentas por pagar	77
Préstamos	52
Cargas Sociales y Fiscales	50
Pasivo por Impuesto Diferido	106
Otros Pasivos	4

En forma previa a la escisión, el valor de la participación en Pluspetrol Energy ascendía a 350 y la Sociedad mantenía una reserva de conversión de inversiones en sociedades de 115 por la mencionada inversión. Como consecuencia de la escisión, la valuación a valor razonable de los activos y pasivos escindidos de Pluspetrol Energy S.A., a la fecha de escisión generó una ganancia de aproximadamente 20 que ha sido registrada en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades" del estado de resultados integral de la Sociedad por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013.

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

Ingresos ordinarios	101
Costo de ventas	(54)
Utilidad Bruta	47
Otros costos operativos	4
Utilidad operativa	51
Resultados financieros	(2)
Impuesto a las ganancias	(19)
Ganancia neta del período	30

14. HECHOS POSTERIORES

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 30 de septiembre de 2013, o su exposición en nota a los presentes estados contables de corresponder, no hubieren sido considerados en los mismos según las NIIF.

Los presentes estados contables consolidados fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 5 de noviembre de 2013.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2012 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	Características de los valores				Información sobre el ente emisor						
	Clase	Valor Nominal	Cantidad	Actividad Principal	Últimos estados contables disponibles						
					Domicilio Legal	Fecha	Capital Social	Resultado	Patrimonio Neto	Participación sobre capital social	
Controladas:											
YPF Internacional S.A. ⁽⁸⁾	Ordinarias	Bs.	100	2.512.290	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, República de Bolivia	31-12-11	154	-	333	99,99%
YPF Holdings Inc. ⁽⁸⁾	Ordinarias	US\$	0,01	810.614	Inversión y financiera	1330 Lake Robbins Drive, Suite 300, The Woodlands, Texas, U.S.A.	30-09-13	4.679	(197)	(1.089)	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	30-09-13	163	132	330	99,99%
A-Evangelista S.A.	Ordinarias	\$	1	8.683.698	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30-09-13	9	(16)	45	100,00%
YPF Servicios Petroleros S.A.	Ordinarias	\$	1	47.500	Servicios de perforación y/o reparación de pozos	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-11	(10)	30	39	100,00%
YPF Inversora Energética S.A. ⁽⁹⁾	Ordinarias	\$	1	3.061.629	Inversión	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-03-13	22	40	55	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	-	-	-	-	100,00%
YPF Chile S.A. ⁽⁸⁾	Ordinarias	-	-	44.830.709	Compraventa de lubricantes y combustibles de aviación y estudio y exploración de hidrocarburos	Villarica 322, Módulo B1, Quilicura, Santiago	31-12-12	50	6	70	100,00%

b) Sociedades valuadas a valor patrimonial proporcional

Denominación y Emisor	Características de los valores				Información sobre el ente emisor								Valor Registrado ⁽⁹⁾	
	Clase	Valor Nominal	Cantidad	Valor Registrado ⁽⁹⁾	Costo ⁽²⁾	Actividad Principal	Domicilio Legal	Fecha	Capital Social	Resultado	Patrimonio Neto	Participación sobre capital social		
														31 de diciembre de 2012
Negocios conjuntos:														
Compañía Mega S.A. ⁽⁸⁾⁽⁹⁾	Ordinarias	\$	1	77.292.000	95	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	30-06-13	203	2	555	38,00%	199
Profertil S.A. ⁽⁸⁾	Ordinarias	\$	1	391.291.320	928	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, P. 3, Buenos Aires, Argentina	30-06-13	783	190	1.138	50,00%	818
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias	\$	1	45.803.655	303	-	Refinación	Maiipú 1, P. 2º, Buenos Aires, Argentina	31-03-13	92	33	646	50,00%	294
				1.326	-									1.311
Influencia significativa:														
Oleoductos del Valle S.A.	Ordinarias	\$	10	4.072.749	70	(1)	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	30-09-13	110	-	201	37,00%	67
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias	\$	10	476.034	58	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, P. 11º, Buenos Aires, Argentina	30-06-13	14	5	180	33,15%	58
Oiltanking Ebytem S.A. ⁽⁸⁾	Ordinarias	\$	10	351.167	51	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales – Provincia de Buenos Aires, Argentina.	30-06-13	12	21	123	30,00%	44
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	31-12-12	156	102	192	10,00%	6
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	31-12-12	356	(140)	91	9,98%	(7)
Inversora Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	1	103.501.823	22	193	Inversión y financiera	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	31-12-12	241	(78)	183	42,86%	71
Pluspetrol Energy S.A. ⁽¹¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	344
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Preferidas	\$	1	27.018.720	14	-	Transporte de petróleo por ducto	Macacha Güemes 515, P.3º, Buenos Aires, Argentina	30-06-13	34	4	41	36,00%	12
Otras Sociedades:														
Diversas ⁽¹⁾	-	-	-	14	40	-	-	-	-	-	-	-	-	13
				244	279									615
				1.570	279									1.926

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

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

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

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

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

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

(7) El valor patrimonial proporcional negativo al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, luego de adecuar el patrimonio neto a los criterios contables de YPF, se encuentra expuesto en el rubro "Cuentas por pagar".

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

(9) La Sociedad posee directa e indirectamente el 100% del capital social de GASA, la cual posee el 70% del capital social de MetroGAS (ver Nota 13).

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

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

(12) Adicionalmente se consolidan YPF Services USA Corp., Eleran Inversiones 2011 S.A.U., Energía Andina S.A., Compañía Minera Argentina S.A., YPF Perú SAC., YPF Brasil Comercio Derivado de Petróleo Ltd., YPF Tecnología S.A., Wokler Investment S.A., YPF Colombia S.A. y Compañía de Hidrocarburos No Convencional S.R.L.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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**UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS Y CONSORCIOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

Al 30 de septiembre de 2013, las principales Uniones Transitorias de Empresas (“UTEs”) y consorcios de exploración y producción en los que la Sociedad participa son las siguientes:

Nombre y Ubicación	Participación	Operador
Acambuco <i>Salta</i>	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana <i>Neuquén</i>	27,27%	Total Austral S.A.
Aguaragüe <i>Salta</i>	53,00%	Tecpetrol S.A.
CAM-2/A SUR <i>Tierra del Fuego</i>	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Campamento Central / Cañadón Perdido <i>Chubut</i>	50,00%	YPF S.A.
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.
Puesto Hernández <i>Neuquén y Mendoza</i>	61,55%	Petrobras Energía S.A.
Ramos <i>Salta</i>	42,00%	Pluspetrol Energy S.A.
San Roque <i>Neuquén</i>	34,11%	Total Austral S.A.
Tierra del Fuego <i>Tierra del Fuego</i>	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.
Yacimiento La Ventana – Río Tunuyán <i>Mendoza</i>	60,00%	YPF S.A.
Zampal Oeste <i>Mendoza</i>	70,00%	YPF S.A.
Neptuno <i>EEUU</i>	15,00%	BHPB Pet (Deepwater) Inc.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2012 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 30-09-13	Valor en pesos al 30-09-13
	31-12-2012		30-09-2013			
Activo No Corriente						
Otros créditos y anticipos	US\$	80	US\$	83	5,75	(1) 477
	UYU	26	-	-	-	-
	-	-	SOL	2	2,15	(1) 4
Total del activo no corriente						<u>481</u>
Activo Corriente						
Créditos por ventas	US\$	176	US\$	156	5,75	(1) 897
	UYU	2	UYU	8	0,26	(1) 2
	CLP	5.839	CLP	7.579	0,01	(1) 76
Otros créditos y anticipos	US\$	113	US\$	196	5,75	(1) 1.127
	€	3	€	-	-	(1) -
	UYU	105	UYU	52	0,26	(1) 14
	BOP	6	BOP	6	0,82	(1) 5
	-	-	CLP	2.297	0,01	(1) 23
Efectivo y equivalentes de efectivo	US\$	98	US\$	97	5,75	(1) 558
	BOP	33	BOP	5	0,82	(1) 4
	CLP	997	CLP	1.647	0,01	(1) 17
	UYU	50	UYU	-	-	-
Total del activo corriente						<u>2.723</u>
Total del activo						<u>3.204</u>
Pasivo No Corriente						
Provisiones	US\$	1.233	US\$	1.479	5,79	(2) 8.563
Remuneraciones y cargas sociales	US\$	3	US\$	1	5,79	(2) 6
Préstamos	US\$	1.087	US\$	1.682	5,79	(2) 9.739
Cuentas por pagar	US\$	5	US\$	50	5,79	(2) 289
Total del pasivo no corriente						<u>18.597</u>
Pasivo Corriente						
Provisiones	US\$	58	US\$	86	5,79	(2) 498
Otras cargas fiscales	-	-	UYU	9	0,30	(2) 3
	-	-	CLP	1.530	0,01	(2) 15
Remuneraciones y cargas sociales	US\$	1	US\$	1	5,79	(2) 6
	UYU	9	UYU	10	0,30	(2) 3
Préstamos	US\$	736	US\$	652	5,79	(2) 3.775
Cuentas por pagar	US\$	1.479	US\$	1.703	5,79	(2) 9.860
	€	48	€	38	7,83	(2) 298
	UYU	74	UYU	27	0,30	(2) 8
	BOP	53	BOP	40	0,86	(2) 34
	CLP	4.994	CLP	7.446	0,01	(2) 75
Total del pasivo corriente						<u>14.575</u>
Total del pasivo						<u>33.172</u>

(1) Tipo de cambio comprador.

(2) Tipo de cambio vendedor.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2013
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 30 de septiembre de 2013, los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por el período de nueve 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 2012, son parte integrante de los estados contables mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados con ellos.
2. El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados contables de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) como normas contables profesionales e incorporadas por la CNV a su normativa, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por su sigla en inglés) 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 5 de noviembre de 2013. 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, 5 de noviembre de 2013.

Por Comisión Fiscalizadora

Enrique A. Fila
Síndico Titular



YPF Sociedad Anónima

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

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

Reseña Informativa al 30 de septiembre de 2013

Información confeccionada sobre la base de los Estados Contables Consolidados de YPF S.A. y sus Sociedades Controladas

Contenido

- 1.- Comentarios Generales (*)
- 2.- Síntesis de la Estructura Patrimonial
- 3.- Síntesis de la Estructura de Resultados
- 4.- Síntesis del Estado de Flujos de Efectivo
- 5.- Datos Estadísticos (*)
- 6.- Índices
- 7.- Perspectivas (*)

(*) Información no cubierta por el Informe de los Auditores Contables Externos

Noviembre 5, 2013

1. Comentarios Generales

De acuerdo al Banco Central de la República Argentina (BCRA), desde el inicio de la crisis internacional, hace ya más de un quinquenio y según se menciona en párrafos siguientes, el Gobierno Nacional ha desplegado un conjunto de políticas destinadas a paliar los efectos de la misma sobre la economía local. El modelo de crecimiento se apoya fundamentalmente en el impulso del consumo interno y en la inversión, como asimismo la protección del empleo y de los ingresos de la población. Todo esto en presencia de un sistema financiero sano que permite reducir las expectativas negativas que podrían derivarse de una profundización de la crisis financiera que afecte la economía mundial. En este contexto se estima que la economía habría alcanzado un mayor dinamismo durante el segundo trimestre de 2013, luego de crecer aproximadamente 3% anual durante los meses de enero y marzo del corriente año. Lo antes mencionado se basa fundamentalmente en el aumento de la producción de bienes y servicios impulsado por la demanda interna, como así también en la mejora de la exportaciones a partir del impacto de las ventas de la cosecha gruesa y el incremento de envío de productos industriales (principalmente material de transporte con destino a Brasil). Asimismo, según lo informado por el BCRA, durante el tercer trimestre de 2013 la actividad económica volvió a expandirse, estabilizando su ritmo de crecimiento interanual. El Consumo privado se mantuvo como el principal sostén de la demanda agregada, al tiempo que la inversión continuó en alza, con un incremento generalizado de sus componentes. Las cantidades exportadas evidenciaron subas interanuales, aunque a un ritmo más moderado que en el segundo trimestre. Para lo que resta de 2013 se espera que se mantenga la evolución positiva, a partir del crecimiento del mercado interno en un escenario de una demanda externa estable.

Según el BCRA, en materia de financiamiento al sector privado, las tasas de interés en el mercado local han experimentado una tendencia creciente, todo ello alentado fundamentalmente en el segundo trimestre a raíz de la mayor demanda de liquidez dado los vencimientos impositivos y por el pago del medio aguinaldo en dicho período.

El total de préstamos (pesos y moneda extranjera) al sector privado registró en septiembre de 2013 un crecimiento de 32,7% en términos interanuales alcanzando un ratio respecto al Producto Interno Bruto (PIB) de 16%, lo cual implica un aumento de casi 1 punto porcentual respecto a un año atrás y de más de 5 puntos porcentuales desde la recuperación iniciada a principios de 2010. En particular, los préstamos en pesos crecieron 37,5% (variación interanual), favorecidos por las políticas del BCRA de impulso a la actividad productiva a través de la “Línea de Créditos para la Inversión Productiva” y del Programa de Financiamiento Productivo del Bicentenario, y por los cambios normativos del requisito de efectivo mínimo para favorecer el crédito a Micro, Pequeñas y Medianas Empresas y las economías regionales. Estas iniciativas conjuntamente con el proceso de sustitución entre monedas alentaron el financiamiento en pesos a las empresas, que continúa creciendo por encima del crédito orientado a financiar a las personas físicas

El tipo de cambio peso/dólar aumentó para llegar a 5,79 pesos por dólar al 30 de septiembre de 2013, resultando aproximadamente un 17,7% superior a la cotización observada a finales del 2012 (4,92 pesos por dólar). Al 30 de septiembre de 2013 el saldo de reservas internacionales del BCRA ascendía a aproximadamente 34.741 millones de dólares.

En lo que respecta al sector externo, las exportaciones de bienes acumularon un crecimiento de 4,0 % interanual en los primeros 8 meses del año, respondiendo mayormente a las ventas

externas de productos primarios y de material de transporte. En el tercer trimestre se observó una desaceleración del crecimiento de las exportaciones, en línea con la trayectoria de los flujos de comercio en las economías emergentes. Las importaciones crecieron a una tasa mayor que las exportaciones entre enero y agosto de 2013, por el efecto de las mayores cantidades comercializadas, teniendo en cuenta la baja base de comparación interanual. Todos los usos de importación subieron, a excepción de los Bienes intermedios. De este modo, el superávit comercial sumó US\$6.292 millones en lo que va del año. En el primer semestre del año, el excedente comercial volvió a ser el principal sostén de la Cuenta corriente, que acumuló un déficit de US\$1.720 millones. Para lo que resta de 2013 se prevé cierta mejora en las exportaciones y una morigeración en el ritmo de aumento de las importaciones. De esta manera, se espera que el superávit comercial siga ubicándose en niveles históricamente elevados.

Durante 2013 la recaudación tributaria nacional continuó creciendo, representando un aumento interanual del 28% durante el tercer trimestre de 2013, manteniendo el dinamismo observado durante la primera mitad del año y con relación al mismo período del año anterior. El alza estuvo impulsada por los impuestos ligados a la actividad económica local y al empleo. Se espera que los ingresos fiscales nacionales continúen creciendo dada la previsión de mayor incremento de la actividad económica.

En términos internacionales, desde el año 2007, período en el cual se desató la crisis financiera internacional, la economía mundial ha pasado por diferentes etapas en la búsqueda de su recuperación. La reciente revisión a la baja del crecimiento de la actividad económica durante el primer trimestre de 2013 en Estados Unidos, la cual se manifestara luego de ciertos anuncios de medidas contractivas de liquidez adoptadas por dicho país, generaron resquicios en el mercado financiero internacional afectando en consecuencia los precios de las acciones y de productos primarios, entre otros. Lo mencionado previamente abre nuevas incertidumbres respecto a la solidez del camino de recuperación de las economías avanzadas, especialmente en lo que respecta a Estados Unidos, Japón y Europa. Según el BCRA, se estima que el mundo seguirá creciendo a tasas muy modestas, mientras que en algunas economías el desafío es superar la recesión. Adicionalmente, la situación mencionada genera incertidumbres respecto al comportamiento futuro de las economías emergentes -las cuales explicaron la mayor parte del crecimiento de la economía mundial en los últimos años- a partir de su relativa dependencia respecto al comportamiento macroeconómico de los países desarrollados. En este marco, el BCRA estima que el crecimiento de la actividad económica mundial para el año 2013 será de 2,6%.

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, la cotización del barril de crudo Brent alcanzó los US\$ 107,8 al cierre del tercer trimestre (frente a los US\$ 110,8 al cierre de 2012), lo que representa una baja de 2,7%.

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

PRIMEROS NUEVE MESES DE 2013 VS. PRIMEROS NUEVE MESES DE 2012

La Sociedad

Los ingresos ordinarios correspondientes a los primeros nueve meses de 2013 fueron de \$ 64.819 millones, lo que representa un aumento del 34,2% en comparación con la suma de \$ 48.312 millones correspondiente al mismo período de 2012. La evolución y comportamiento del mercado interno de hidrocarburos en términos de volumen demuestra una vinculación directa

con el comportamiento de las principales variables macroeconómicas que afectan a la Argentina, principalmente en lo que respecta a nuestros principales productos. Adicionalmente, a partir de la toma de control de la Sociedad por el Gobierno Argentino, se han incrementado los esfuerzos vinculados a la disponibilidad de combustible de la Sociedad a los efectos de satisfacer la demanda doméstica, lo cual se ve reflejado también en los volúmenes comercializados durante los primeros nueve meses de 2013 y en comparación con el mismo período de 2012. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Con respecto a las ventas de gas oil, durante los primeros nueve meses de 2013 y comparado con el mismo período de 2012, el monto de ingresos tuvo un efecto neto positivo de aproximadamente \$ 5.106 millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó durante los primeros nueve meses de 2013 un incremento de aproximadamente 23,6% respecto al precio promedio obtenido en el mismo período de 2012. Este efecto se vio reforzado a su vez, con el aumento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1,6%. Esto último se manifestó fundamentalmente en nuestro producto Eurodiesel en el segmento de estaciones de servicio. Con respecto al Ultradiesel, la disminución que se produjo en el segmento de estaciones de servicio y en el de transporte, se vio compensada con volúmenes de nuestro nuevo combustible Diesel 500;
- En adición a lo mencionado previamente, durante los primeros nueve meses de 2013 se produjo un incremento en los volúmenes despachados de naftas (especialmente Súper) de aproximadamente 11,2% (15% si se considera puntualmente a la nafta Súper). Adicionalmente, durante los primeros nueve meses de 2013 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 28,1% respecto al precio promedio obtenido en el mismo período del año anterior. Los efectos antes indicados representaron un incremento neto en los ingresos por venta de naftas de aproximadamente \$ 3.739 en los períodos mencionados anteriormente;
- En términos de fuel oil, los volúmenes comercializados localmente durante los primeros nueve meses de 2013 disminuyen levemente respecto al mismo período del año 2012 (504 mil toneladas en los primeros nueve meses de 2013 versus 549 mil toneladas en el mismo período de 2012), habiendo sido destinados fundamentalmente a la generación de electricidad. Los volúmenes de este producto se habían incrementado sustancialmente durante el primer trimestre de 2013, pero luego se vieron afectados por la menor capacidad de utilización sufrida temporalmente por la Refinería La Plata a partir del siniestro del día 2 de abril, según se explica más adelante. Adicionalmente, el precio promedio del producto antes mencionado se incrementó durante los primeros nueve meses de 2013 aproximadamente 13,1% con relación al mismo período de 2012. Todo esto tuvo un impacto positivo conjunto de aproximadamente \$ 50 millones en los ingresos por ventas de este producto con respecto al mismo período del año 2012;
- Asimismo, y debido a la disminución temporal en la capacidad de procesamiento mencionada en el párrafo anterior, se incrementaron los volúmenes de petróleo crudo vendidos a terceros en el mercado local (con un incremento de 93 mil m³) como también se realizaron ventas al exterior de unos 378 mil m³ de crudo, principalmente en el segundo trimestre de 2013. El efecto conjunto de estas operaciones fue un incremento de aproximadamente \$ 1.561 millones en los ingresos por ventas en los

primeros nueve meses de 2013 y en comparación con el mismo período del año anterior.

- Con relación a las ventas de gas natural en el mercado doméstico, se observó una caída en el volumen comercializado, fundamentalmente en el segmento de usinas y en menor medida en el de GNC y comercializadoras. Asimismo, se evidenció una recomposición en el precio promedio en pesos obtenido en algunos segmentos del mercado interno de gas natural, como GNC, usinas y algunas industrias. Adicionalmente, en los primeros nueve meses de 2013 se registraron los ingresos correspondientes al Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, dispuesto por la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. El efecto conjunto de las variaciones antes mencionadas representó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 3.274 millones entre ambos períodos.

En cuanto al precio internacional de referencia del petróleo crudo, cabe mencionar que el precio del barril de crudo Brent disminuyó un 3,3% en su promedio en los primeros nueve meses de 2013 respecto al promedio del mismo período del año anterior.

El costo de ventas en los primeros nueve meses de 2013 fue de \$ 48.386 millones, en comparación con los \$ 36.129 millones en los primeros nueve meses de 2012, lo que representa un aumento del 33,9%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

- Mayores importaciones de naftas Súper y Premium y de gas oil, mayormente de bajo contenido de azufre (Eurodiesel), todo ello con el objetivo de satisfacer la demanda, y considerando asimismo los efectos del siniestro que afectara nuestra refinería en La Plata y según se menciona anteriormente. Estas últimas importaciones se efectuaron también a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al mismo período del año 2012. El efecto neto de lo mencionado previamente determinó un incremento en los costos de aproximadamente \$ 2.186 millones. Se realizaron también mayores compras locales de gas oil y naftas por aproximadamente \$ 329 millones. En cuanto a las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes, cabe destacar que en los primeros nueve meses de 2013 estas compras fueron efectuadas a precios superiores a los registrados en el mismo período del año anterior, especialmente en el caso del bioetanol, habiéndose incrementado también aproximadamente en un 18,3% los volúmenes comprados, todo lo cual representó un incremento de aproximadamente \$ 625 millones;
- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente \$ 1.705 millones debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la mayor diferencia de conversión de los mismos teniendo en cuenta su valuación según la moneda funcional de la Sociedad;
- Incremento en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad de aproximadamente \$ 1.418 millones. Lo mencionado previamente tiene su origen tanto por la mayor actividad -fundamentalmente en Upstream, donde la Sociedad ha logrado detener la curva de declino de producción de crudo, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad-, como así también como consecuencia de las negociaciones llevadas a cabo por la Sociedad con los proveedores durante el año 2012, teniendo en consideración que en algunos

casos implicaron la actualización de tarifas vigentes desde 2010, con el consiguiente impacto acumulado en los costos operativos durante 2012 y a lo largo de dicho año y, consecuentemente, también en el presente período bajo análisis;

- Durante los primeros nueve meses de 2013 (especialmente durante el primer trimestre) se compraron a terceros aproximadamente 87 mil metros cúbicos de crudo más con respecto al mismo período del año anterior, principalmente para lograr alcanzar un mayor nivel de procesamiento en refinerías, según se comenta más adelante, y con el objetivo de optimizar el abastecimiento de combustibles líquidos en el mercado interno, así como también para incrementar el suministro de fuel oil a las usinas generadoras de electricidad, entre otros. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 19,5% en los primeros nueve meses de 2013 y en comparación con el registrado en el mismo período del año anterior, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio, y según se menciona en párrafos precedentes. El efecto de lo mencionado previamente determinó un incremento neto de las compras de crudo de aproximadamente \$ 1.045 millones;
- 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 \$ 856 millones;
- Aumento en las regalías de crudo por un monto de aproximadamente \$ 762 millones, fundamentalmente por la mayor valorización en pesos del producto en boca de pozo (como marco de referencia, el precio promedio de compra de crudo durante los primeros nueve meses de 2013, y en comparación con el mismo período del año anterior, no mostró variaciones significativas, oscilando en torno a los US\$ 72 por barril, aunque esto efectivamente tiene un mayor impacto -mayor variación- si se lo expresa en Pesos, atento a la devaluación promedio de 18,3% ocurrida entre ambos períodos). Adicionalmente, el monto de regalías correspondientes a los primeros nueve meses del año 2013 se vio incrementado como consecuencia del aumento de las alícuotas registrado en aquellas provincias en las cuales se han renovado recientemente las concesiones, como es el caso de Santa Cruz a finales del pasado año 2012.

Los gastos de administración correspondientes a los primeros nueve meses de 2013 presentan un aumento de \$ 359 millones (23,5%) frente a los registrados durante el año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2012 y en los primeros nueve meses de 2013, como así también debido a mayores cargos por honorarios por asesoramiento jurídico de nuestra sociedad controlada YPF Holdings y 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 los primeros nueve meses de 2013 ascendieron a \$ 5.555 millones, comparados con \$ 4.022 millones en el mismo período de 2012, lo que representa un incremento del 38,1%, motivado fundamentalmente por los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados atento a las mayores ventas, como así también por las mayores retenciones a las exportaciones, como consecuencia del aumento de los volúmenes exportados durante los primeros nueve meses de 2013, principalmente de crudo según se menciona anteriormente, y gas licuado, y en comparación con



similar período de 2012. Las mayores retenciones correspondientes a las exportaciones de petróleo realizadas durante el segundo y tercer trimestre de 2013 ascendieron aproximadamente a \$ 367 millones.

Los Otros Egresos netos correspondientes a los primeros nueve meses de 2013 fueron negativos en \$ 1.124 millones, en comparación con los \$ 110 millones negativos correspondientes a los primeros nueve meses de 2012. Lo antes mencionado se explica fundamentalmente por el hecho de que la Sociedad ha provisionado su mejor estimación respecto a los valores objeto de los reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguiana Emprendimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM), en base al Laudo Parcial emitido por el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional (ver Nota 3 a los Estados Contables), como así también debido a la baja total del valor residual contable de la Unidad de Coke A y parcial de la Unidad de Topping C de la Refinería La Plata, ambas afectadas por el incendio ocasionado por el temporal severo y sin precedentes ocurrido el pasado 2 de abril de 2013.

Tal como se mencionara precedentemente, la Sociedad se vio afectada por las consecuencias del temporal sin precedentes que afectó toda el área de La Plata, Berisso y Ensenada y en particular nuestra refinería. Este hecho de características absolutamente inusuales, ha afectado ciertos activos de la Sociedad, y también ha tenido un impacto en los márgenes operativos vinculados a nuestra actividad de Downstream. La Sociedad realizó esfuerzos muy significativos a partir de ese momento, tendiendo tanto a mantener satisfecha su demanda, como así también a recomponer en el tiempo inicialmente estimado y comprometido la capacidad de procesamiento de su unidad de Topping C, la cual se encuentra totalmente operativa desde finales de mayo del corriente año. Adicionalmente, y con relación al evento mencionado, la Sociedad se encuentra en proceso de gestión del reclamo correspondiente ante la entidades aseguradoras/reaseguradoras con las que tiene contratado su programa de seguros, y considerando las coberturas que dispone para eventos de esta naturaleza.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en los primeros nueve meses de 2013 alcance los \$ 7.340 millones, en comparación con los \$ 6.057 millones correspondientes al mismo período del año 2012, lo que representa un aumento de aproximadamente \$ 1.283 millones.

Los resultados financieros correspondientes a los primeros nueve meses del año 2013 fueron positivos en \$ 966 millones, en comparación con los \$ 61 millones negativos correspondientes al mismo período del año 2012. En este orden, los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio durante el presente período de 2013, fueron más que compensados con el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva generada por la mayor devaluación observada durante los primeros nueve meses de 2013 respecto al mismo período del año anterior, y atento a la posición monetaria pasiva en pesos de la Sociedad. En este orden, el monto de endeudamiento financiero promedio para los primeros nueve meses de 2012 fue de \$ 12.141 millones (no obstante ascender dicho monto al 30 de septiembre de 2012 a \$ 12.084 millones), mientras que el monto de endeudamiento financiero promedio para el mismo período de 2013 fue de \$ 21.590 millones (siendo el saldo al 30 de septiembre de 2013 de \$ 26.076 millones). Asimismo, el monto de efectivo y equivalentes de la Sociedad al 30 de septiembre de 2012 era de \$ 978 millones, mientras que al 30 de septiembre de 2013 el mismo ascendió a \$ 6.903 millones.

El cargo por impuesto a las ganancias en los primeros nueve meses del año 2013 alcanzó los \$ 5.182 millones, aproximadamente \$ 1.971 millones superior al cargo correspondiente a los primeros nueve meses del año 2012 el cual alcanzó los \$ 3.211 millones. En este orden, del total del cargo correspondiente al impuesto a las ganancias, \$ 3.041 millones y \$ 2.246 millones, respectivamente para los primeros nueve meses de los años 2013 y 2012, corresponden al impuesto corriente, mientras que \$ 2.141 millones en los primeros nueve meses de 2013 y \$ 965 millones en igual período de 2012 tienen su origen en la registración del pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad, lo cual representa en este último caso un incremento de aproximadamente \$ 1.176 millones que afectaron los resultados de la Sociedad.

La conjunción de los efectos hasta aquí descriptos determinó que la utilidad neta correspondiente a los primeros nueve meses del año 2013 fuera de \$ 3.201 millones, en comparación con \$ 2.883 millones para el mismo período del año 2012, lo que representa un incremento aproximado del 11,0%.

Los otros resultados integrales en los primeros nueve meses de 2013 ascendieron a \$ 6.370 millones, comparados con \$ 2.896 millones en igual período de 2012, lo que representa un incremento del 120,0% motivado fundamentalmente por la mayor diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y la evolución del tipo de cambio.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente a los primeros nueve meses del año 2013 fue de \$ 9.571 millones, en comparación con \$ 5.779 millones para el mismo período del año 2012, lo que representa un incremento aproximado del 65,6%.

TERCER TRIMESTRE 2013 VS. TERCER TRIMESTRE 2012

La Sociedad

Los ingresos ordinarios correspondientes al tercer trimestre de 2013 fueron de \$ 24.244 millones, lo que representa un aumento del 39,5% en comparación con la suma de \$ 17.378 millones correspondiente al mismo trimestre de 2012. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Con respecto a las ventas de gas oil, durante el tercer trimestre de 2013 y comparado con el mismo trimestre de 2012 el monto de ingresos tuvo un efecto neto positivo de aproximadamente \$ 1.819 millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó durante el tercer trimestre de 2013 un incremento de aproximadamente 26,8% respecto al precio promedio obtenido en el mismo período de 2012. Este efecto se vio compensado con una leve disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1,4%. Esto último se observó fundamentalmente con respecto al Ultradiesel, cuya disminución en el segmento de estaciones de servicio y de transporte, se vio prácticamente compensada con volúmenes de nuestro nuevo combustible Diesel 500, mientras que en nuestro producto Eurodiesel, se observó un incremento de aproximadamente un 24,6% en los volúmenes vendidos, especialmente en el segmento de estaciones de servicio;
- En adición a lo mencionado previamente, durante el tercer trimestre de 2013 se produjo un incremento en los volúmenes despachados de naftas (especialmente Súper) de aproximadamente 6,9% (7,7% si se considera puntualmente a la nafta

Súper). Adicionalmente, durante el tercer trimestre de 2013 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 28,5% respecto al precio promedio obtenido en el mismo trimestre del año anterior. Los efectos antes indicados representaron un incremento neto en los ingresos por venta de naftas de aproximadamente \$ 1.208 en el tercer trimestre de 2013 en comparación con el mismo período del año anterior;

- Disminución de los volúmenes de fuel oil, carbón residual y bases lubricantes comercializados localmente durante el tercer trimestre de 2013, debido a la menor disponibilidad de productos pesados ocasionada por el menor volumen de crudo procesado en el presente trimestre, atento a las consecuencias del siniestro sufrido en nuestra refinería en La Plata, y según se comentara previamente, efecto que fue sólo parcialmente compensado por los mejores precios promedio obtenidos por la comercialización de los productos antes mencionados. Todo esto tuvo un impacto neto negativo de aproximadamente \$ 15 millones en los ingresos por ventas de estos productos con respecto al mismo trimestre del año 2012;
- Asimismo, y debido a la disminución temporal en la capacidad de procesamiento mencionada en el párrafo anterior, se incrementaron los volúmenes de petróleo crudo vendidos a terceros en el mercado local (con un incremento de 23 mil m3), a la vez que se realizó una exportación de unos 62 mil m3 de crudo en el tercer trimestre de 2013. El efecto conjunto de estas operaciones fue un incremento de aproximadamente \$ 328 millones en los ingresos por ventas del tercer trimestre de 2013 y en comparación con el mismo período del año anterior.
- Con relación a las ventas de gas natural en el mercado doméstico, se observa una caída en el volumen comercializado por la Sociedad durante el tercer trimestre de 2013 respecto al mismo trimestre de 2012, fundamentalmente en el segmento de usinas, industrias y comercializadoras. Asimismo, se evidenció una recomposición en el precio promedio en pesos obtenido en algunos segmentos del mercado interno de gas natural, como GNC y algunas industrias. Adicionalmente, en el tercer trimestre de 2013 se registraron los ingresos correspondientes al Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, dispuesto por la Resolución 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. El efecto conjunto de las variaciones antes mencionadas representó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 1.542 millones entre ambos períodos.

En cuanto al precio internacional de referencia del petróleo crudo, cabe mencionar que el precio del barril de crudo Brent aumentó levemente un 0,6% en su promedio del tercer trimestre de 2013 respecto al promedio del tercer trimestre del año anterior.

El costo de ventas en el tercer trimestre de 2013 fue de \$ 17.875 millones, en comparación con los \$ 13.603 millones en el tercer trimestre de 2012, lo que representa un aumento del 31,4%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

- Mayores importaciones de gas oil, mayormente de bajo contenido de azufre (Eurodiesel), todo ello con el objetivo primordial de satisfacer la demanda local de combustibles líquidos. Estas últimas importaciones se efectuaron también a mayores precios en pesos (similares en dólares) con respecto al mismo período del año 2012. El efecto neto de lo mencionado previamente determinó un incremento en los costos de aproximadamente \$ 395 millones. Se realizaron también mayores compras locales

de gas oil y naftas por aproximadamente \$ 88 millones. En cuanto a las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes, cabe destacar que en el tercer trimestre de 2013 estas compras fueron efectuadas a precios superiores a los registrados en el mismo trimestre del año anterior, principalmente en el caso del bioetanol, habiéndose incrementado también aproximadamente en un 28,7% los volúmenes comprados, particularmente de bioetanol, todo lo cual representó un incremento de aproximadamente \$ 324 millones;

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente \$ 801 millones debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos y a la mayor diferencia de conversión de los mismos teniendo en cuenta su valuación según la moneda funcional de la Sociedad;
- Incremento en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad de aproximadamente \$ 482 millones. Lo mencionado previamente tiene su origen tanto por la mayor actividad -fundamentalmente en Upstream, donde la Sociedad ha logrado detener la curva de declino de producción de crudo, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad-, como así también como consecuencia de las negociaciones llevadas a cabo por la Sociedad con los proveedores durante el año 2012, teniendo en consideración que en algunos casos implicaron la actualización de tarifas vigentes desde 2010, con el consiguiente impacto acumulado en los costos operativos durante 2012 y a lo largo de dicho año y, consecuentemente, también en el presente trimestre bajo análisis;
- Aumento en las regalías de crudo por un monto de aproximadamente \$ 302 millones, fundamentalmente por la mayor valorización en pesos del producto en boca de pozo (como marco de referencia, el precio promedio de compra de crudo durante el tercer trimestre de 2013, y en comparación con el tercer trimestre del año anterior, se incrementó aproximadamente un 6% medido en dólares, aunque esto efectivamente tiene un mayor impacto -mayor variación- si se lo expresa en Pesos, atento a la devaluación promedio de 21,2% ocurrida entre ambos períodos). Adicionalmente, el monto de regalías correspondientes al tercer trimestre del año 2013 se vio incrementado como consecuencia del aumento de las alícuotas registrado en aquellas provincias en las cuales se han renovado recientemente las concesiones, como es el caso de Santa Cruz a finales del pasado año 2012;
- Incrementos salariales y otros gastos de personal, fundamentalmente a partir de las negociaciones y acuerdos con las entidades de representación gremial correspondientes, con un incremento aproximado de \$ 262 millones;
- Durante el tercer trimestre de 2013 se compraron a terceros aproximadamente 147 mil metros cúbicos de crudo menos con respecto al mismo trimestre del año anterior. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 28,6% en el tercer trimestre de 2013 y en comparación con el registrado en el mismo período del año anterior, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio, y según se menciona en párrafos precedentes. El efecto de lo mencionado previamente determinó un incremento neto de las compras de crudo a terceros de aproximadamente \$ 109 millones.

Los gastos de administración correspondientes al tercer trimestre de 2013 presentan un aumento de \$ 132 millones (25,3%) 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 2012 y segundo trimestre de 2013, como así también por la incorporación al proceso de consolidación de MetroGAS S.A., según se menciona en Nota 13 a los Estados Contables consolidados.

Los gastos de comercialización en el tercer trimestre de 2013 ascendieron a \$ 1.986 millones, comparados con \$ 1.362 millones en el mismo período de 2012, lo que representa un incremento del 45,8%, motivado fundamentalmente por los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados atento a las mayores ventas, como así también por las mayores retenciones a las exportaciones, como consecuencia de los mayores volúmenes exportados durante el tercer trimestre de 2013, principalmente de crudo según se menciona anteriormente, harinas y aceites de soja, y en comparación con similar período de 2012. Las mayores retenciones correspondientes a la exportación de petróleo realizada durante el tercer trimestre de 2013 ascendieron aproximadamente a \$ 55 millones.

Los gastos de exploración tuvieron un incremento neto de aproximadamente \$ 103 millones en el tercer trimestre de 2013 con respecto a igual período de 2012. Esta variación se debió principalmente a la registración del abandono definitivo de tres pozos de estudio exploratorio de la cuenca neuquina, correspondientes a proyectos de shale oil, los cuales si bien fueron descubridores de hidrocarburos y aportaron datos geológicos para el desarrollo futuro del área, dado el volumen de producción y otras características particulares de los mismos, no ameritaban realizar un desarrollo adicional en ellos. Este efecto se vio parcialmente compensado por la registración en el tercer trimestre de 2012 de cargos adicionales a los registrados en el segundo trimestre de dicho año, vinculados al abandono definitivo del pozo improductivo Jaguar, correspondiente a nuestra participación en el bloque off-shore de Georgetown, Guyana.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en el tercer trimestre de 2013 alcance los \$ 3.444 millones, en comparación con los \$ 1.688 millones correspondientes al tercer trimestre del año 2012, lo que representa un aumento de aproximadamente \$ 1.756 millones.

Los resultados financieros correspondientes al tercer trimestre del año 2013 fueron positivos en \$ 540 millones, en comparación con los \$ 35 millones positivos correspondientes al mismo período del año 2012. En este orden, los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio durante el presente período de 2013, fueron más que compensado con el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva generada por la mayor devaluación observada durante el tercer trimestre de 2013 respecto al mismo período del año anterior, y atento a la posición monetaria pasiva en pesos de la Sociedad. En este orden, el monto de endeudamiento financiero promedio para el tercer trimestre de 2012 fue de \$ 11.360 millones (no obstante ascender dicho monto al 30 de septiembre de 2012 a \$ 12.084 millones), mientras que el monto de endeudamiento financiero promedio para el tercer trimestre de 2013 fue de \$ 25.075 millones (siendo el saldo al 30 de septiembre de 2013 de \$ 26.076 millones). Asimismo, el monto de efectivo y equivalentes de la Sociedad al 30 de septiembre de 2012 era de \$ 978 millones, mientras que al 30 de septiembre de 2013 el mismo ascendió a \$ 6.903 millones.

El cargo por impuesto a las ganancias en el tercer trimestre del año 2013 alcanzó los \$ 2.511 millones, aproximadamente \$ 1.438 millones superior al cargo correspondiente al tercer trimestre del año 2012 el cual alcanzó los \$ 1.073 millones. En este orden, del total del cargo correspondiente al impuesto a las ganancias, \$ 1.038 millones y \$ 665 millones, respectivamente para el tercer trimestre de los años 2013 y 2012, corresponden al impuesto corriente, mientras

que \$ 1.473 millones en el tercer trimestre de 2013 y \$ 408 millones en igual período de 2012 tienen su origen en la registración del pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad, lo cual representa en este último caso un incremento de aproximadamente \$ 1.065 millones que afectaron los resultados de la Sociedad.

La utilidad neta correspondiente al tercer trimestre del año 2013 fue de \$ 1.417 millones, en comparación con \$ 756 millones para el tercer trimestre del año 2012, lo que representa un aumento aproximado del 87,4%, producto de los efectos mencionados en los párrafos precedentes.

Los otros resultados integrales en el tercer trimestre de 2013 ascendieron a \$ 3.156 millones, comparados con \$ 1.224 millones en igual período de 2012, lo que representa un incremento del 157,8% 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 tercer trimestre del año 2013 fue de \$ 4.573 millones, en comparación con \$ 1.980 millones para el tercer trimestre del año 2012, lo que representa un incremento aproximado del 131,0%.

1.1. Exploración y Producción

Es un hecho destacable positivamente en el tercer trimestre de 2013 que la producción total de crudo fue un 2,5% superior a la producción registrada en el mismo trimestre de 2012 mostrando de esta forma los esfuerzos (y el resultado de los mismos) de la Sociedad en revertir la curva de declinación de producción a partir del cambio de control de la misma en Abril del año 2012. Dentro de la operatoria comercial entre segmentos, el volumen transferido entre el segmento de Exploración y Producción y el segmento de Downstream fue un 2,2% inferior durante el tercer trimestre de 2013, comparado contra el mismo período de 2012, motivado fundamentalmente en la disminución temporal en su capacidad de procesamiento sufrida por nuestra Refinería de La Plata debido al ya mencionado siniestro del pasado 2 de abril. Como consecuencia de esto, durante el tercer trimestre de 2013 se incrementaron los volúmenes de ventas de crudo a terceros en el mercado local (incremento de unos 23 mil m³) y se exportaron también unos 62 mil m³ en el presente trimestre, mientras que no se habían registrado exportaciones de crudo en 2012.

El precio intersegmento medido en dólares correspondiente al tercer trimestre de 2013 se incrementó un 0,6% (no obstante representar dicha variación un aumento aproximado de 22,0% medido en Pesos, atento a la depreciación del peso frente al dólar) con relación al mismo período del año anterior.

En términos de gas natural, la producción del tercer trimestre de 2013 alcanzó los 35,6 millones de metros cúbicos diarios, lo cual representa un incremento de aproximadamente 2,6% frente al mismo trimestre del año anterior, mostrando de manera similar a lo comentado previamente respecto a la producción de crudo, una reversión de la curva de declinación, todo ello comparado con lo que ocurría un ejercicio atrás. La totalidad de la producción antes mencionada, neta de los consumos internos, es asignada al segmento Downstream para su comercialización a terceros, obteniendo el segmento de Exploración y Producción el precio promedio obtenido por la Sociedad en dichas ventas, neto de la tarifa por comercialización. Para un detalle de las ventas a terceros de gas natural, ver seguidamente las explicaciones en el segmento Downstream. 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, y según se menciona precedentemente, lo cual implicó un incremento de ingresos de aproximadamente \$ 1.656 millones en el trimestre, sobre la base de las estimaciones de la Sociedad y atento a los cálculos internos realizados.

Teniendo en consideración los efectos mencionados en los párrafos precedentes, como así también otros efectos menores, los ingresos netos de crudo y gas natural se incrementaron durante el tercer trimestre de 2013 un 38,6% con relación al mismo período del año anterior.

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

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente \$ 771 millones, lo cual es motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior, a partir de las mayores inversiones realizadas durante 2012 y los primeros nueve meses de 2013, como así también debido a la mayor diferencia de conversión de los mismos teniendo en cuenta su valuación según la moneda funcional de la Sociedad;
- Incrementos en las tarifas pagadas por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad de aproximadamente \$ 482 millones. Lo mencionado previamente tiene tanto en la mayor actividad, como así también en las negociaciones llevadas a cabo por la Sociedad con los proveedores a lo largo del pasado año 2012, teniendo en consideración que en algunos casos implicaron la actualización de tarifas vigentes desde 2010, con el consiguiente impacto acumulado durante 2012 en los costos operativos de este año y, consecuentemente, también en el trimestre bajo análisis;
- Aumento en las regalías de crudo de aproximadamente \$ 302 millones, fundamentalmente por la mayor valorización en boca de pozo (como marco de referencia, y según se menciona precedentemente, el precio promedio intersegmento se incrementó aproximadamente 22,0% en pesos entre ambos períodos);

Los gastos de exploración tuvieron un incremento neto de aproximadamente \$ 103 millones en el tercer trimestre de 2013 con respecto a igual período de 2012. Esta variación se debió principalmente a la registración del abandono definitivo de tres pozos de estudio exploratorio de la cuenca neuquina, correspondientes a proyectos de shale oil, los cuales si bien fueron descubridores de hidrocarburos y aportaron datos geológicos para el desarrollo futuro del área, dado el volumen de producción y otras características particulares de los mismos, no ameritaban realizar un desarrollo adicional en ellos. Este efecto se vio parcialmente compensado por la registración en el tercer trimestre de 2012 de cargos adicionales a los registrados en el segundo trimestre de dicho año, vinculados al abandono definitivo del pozo improductivo Jaguar, correspondiente a nuestra participación en el bloque off-shore de Georgetown, Guyana.

Lo antes mencionado determinó un resultado operativo aportado por el segmento Exploración y Producción de \$ 2.135 millones para el tercer trimestre de 2013 frente a la utilidad de \$ 937 millones correspondiente al tercer trimestre del año 2012.

1.2. Downstream

En el tercer trimestre de 2013, el segmento de Downstream, el cual agrupa tanto las actividades de refino, marketing (incluyendo la comercialización de gas a terceros), logística y

química, registró una ganancia operativa de \$ 1.534 millones en comparación con la ganancia de \$ 973 millones registrada en igual período del año anterior. Entre los diferentes aspectos, favorables y desfavorables, que afectaron los resultados, se destacan los siguientes:

- Incremento en los ingresos por ventas de gas oil, durante el tercer trimestre de 2013 y comparado con igual período de 2012, por un monto neto positivo de aproximadamente \$ 1.819 millones. Dentro de este contexto, el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de gasoil representó durante el tercer trimestre de 2013 un incremento de aproximadamente 26,8% respecto al precio promedio obtenido en el mismo período de 2012. Este efecto se vio compensado con una leve disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1,4%. Esto último se observó fundamentalmente con respecto al Ultradiesel, cuya disminución en el segmento de estaciones de servicio y en el de transporte, se vio prácticamente compensada con volúmenes de nuestro nuevo combustible Diesel 500, mientras que en nuestro producto Eurodiesel, se observó un incremento de aproximadamente un 24,6% en los volúmenes vendidos, especialmente en el segmento de estaciones de servicio;
- Incremento neto de las ventas de naftas, durante el tercer trimestre de 2013, de aproximadamente \$ 1.208 millones en comparación con el mismo período del año anterior. Dentro de este contexto se produjo un incremento en los volúmenes despachados (especialmente de nafta Súper) de aproximadamente 6,9% (7,7% si se considera puntualmente a la nafta Súper). Adicionalmente, durante el tercer trimestre de 2013 el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas representó un incremento de aproximadamente 28,5% respecto al precio promedio obtenido en el mismo período en 2012;
- Disminución de los volúmenes de fuel oil, carbón residual y bases lubricantes comercializados localmente durante el tercer trimestre de 2013, debido a la menor disponibilidad de productos pesados ocasionada por el menor volumen de crudo procesado en el presente trimestre, atento a las consecuencias del siniestro sufrido en nuestra refinería en La Plata, y según se comenta previamente, efecto que fue sólo parcialmente compensado por los mejores precios promedio obtenidos por la comercialización de los productos antes mencionados. Todo esto tuvo un impacto neto negativo de aproximadamente \$ 15 millones en los ingresos por ventas de estos productos con respecto al mismo trimestre del año 2012;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos en el mercado interno, en el tercer trimestre de 2013 se comercializaron similares volúmenes de metanol, aromáticos y alcoholes, aunque con mejores precios, y mayores volúmenes y mejores precios de LAB y LAS, todo lo cual arrojó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 187 millones con respecto al tercer trimestre de 2012. En cuanto a las exportaciones de petroquímicos, se registraron mayores volúmenes de solventes y alcoholes y menores de corte parafínico liviano, con un efecto neto positivo en los ingresos por ventas de aproximadamente \$ 92 millones.
- Mayores volúmenes importados de gas oil, principalmente en su variedad de bajo contenido de azufre (Eurodiesel), habiéndose efectuado estas últimas también a mayores precios en pesos (similares en dólares) con respecto al mismo período del año 2012, teniendo la importación de este producto un efecto de aumento en los importes netos de compras de aproximadamente \$ 395 millones, y con el objetivo de mantener el nivel de satisfacción de la demanda;

- Las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) para incorporar al gas oil y las naftas comercializados por la compañía, en cumplimiento de las regulaciones vigentes (ley N° 26.093), fueron efectuadas en el tercer trimestre de 2013 a precios superiores a los registrados en el mismo trimestre del año anterior, especialmente en el caso del bioetanol, habiéndose incrementado también aproximadamente en un 28,7% los volúmenes comprados, particularmente de bioetanol, todo lo cual representó un incremento de aproximadamente \$ 324 millones;
- Mayores costos en las compras de crudo a terceros, lo cual se encuentra principalmente motivado por el incremento en el precio del crudo expresado en pesos a partir de la devaluación del peso frente al dólar entre ambos períodos, tal como se menciona en párrafos anteriores, pero compensado en gran parte por los menores volúmenes comprados, según se menciona a continuación. De esta manera, el precio promedio de compra de crudo al segmento de Exploración y Producción, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 22,0% en el tercer trimestre de 2013 respecto a igual período de 2012 y el precio de compra a otros productores de crudo se incrementó aproximadamente un 28,6% en igual comparación. Cabe mencionar también, que los volúmenes de compras de crudo a otros productores disminuyeron aproximadamente un 17,4% (en torno a los 147 mil m3) en el presente trimestre y en comparación con el mismo período de 2012, principalmente por el menor nivel de procesamiento sufrido en nuestra refinería La Plata, según se comenta más adelante;
- En relación a los costos de producción, se observa durante el tercer trimestre de 2013 un aumento en las tarifas de transporte de crudo y materias primas y uso de instalaciones portuarias y en las tarifas de servicios contratados para reparación y mantenimiento de nuestras refinerías, los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de la economía y los incrementos salariales, todo lo cual fuera anteriormente comentado. En el presente trimestre también se continuaron registrando cargos vinculados a la reparación de los daños causados por el siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata y atento al temporal sin precedentes que afectó la misma, vinculados a limpieza, remediación y reparaciones generales del Complejo, así como también al desmontaje de instalaciones siniestradas. Como consecuencia de todo esto, considerando que la masa de gastos utilizada para el cálculo del indicador se incrementó aproximadamente un 36,0% y considerando asimismo el menor nivel de procesamiento en refinerías según se menciona en el párrafo siguiente, el costo de refinación se incrementó en el tercer trimestre de 2013 en aproximadamente un 42,5% en comparación con el mismo trimestre del año 2012, siendo el actual de aproximadamente \$ 38,3 por barril;
- En términos de gas natural, la Sociedad, al igual que en el tercer trimestre del año anterior, ha continuado con su aporte a la satisfacción de la demanda doméstica, destinando prácticamente la totalidad de su producción al mercado interno. En cuanto a volúmenes, en el presente trimestre se registró un similar nivel de despachos a distribuidoras del segmento residencial, al igual que a GNC, habiéndose producido una disminución en los volúmenes destinados a usinas y a comercializadoras y clientes del segmento industrial. En materia de precios, se observa una parcial recomposición de los mismos fundamentalmente en los segmentos de GNC e industrias en el mercado argentino. Por otra parte, en las ventas a nuestra compañía participada Mega, cuyo contrato se rige por la cotización de parámetros internacionales, el precio promedio de venta medido en dólares acompañó la evolución de



los mismos y se mantuvo casi sin variaciones, habiéndose incrementado aproximadamente un 20,3%, si se lo expresa en pesos.

Con relación a la actividad de nuestra sociedad controlada MetroGAS S.A., para la cual la Sociedad tomó el control durante el segundo trimestre del presente ejercicio, los valores de ingresos y costos consolidados que impactaron en el balance de la Sociedad se encuentran detallados en la nota 13 a los Estados Contables consolidados.

Durante el tercer trimestre de 2013 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 292 mil barriles diarios de petróleo, situándose aproximadamente en un 4,5% por debajo del nivel observado en el tercer trimestre del año anterior. Esta disminución se debió prácticamente en su totalidad a la afectación en la capacidad de refinación que sufrió la Refinería La Plata luego del siniestro sufrido el pasado 2 de abril de 2013, mereciendo destacarse que los otros dos complejos de refinación de la Sociedad, Luján de Cuyo y Plaza Huinul, funcionaron prácticamente al 100% de su capacidad durante el tercer trimestre de 2013.

1.3. Administración Central y Otros

En el tercer trimestre de 2013 la pérdida operativa del segmento Administración Central y Otros ascendió a \$ 291 millones, frente a los \$ 524 millones correspondientes al mismo período del año anterior. Los resultados del segmento fueron positivamente afectados por los mejores resultados registrados en el tercer trimestre de 2013 por nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A., como así también por el efecto de la redistribución de ciertos costos corporativos a los negocios mencionados en los párrafos precedentes, compensado todo esto parcialmente con mayores costos por incremento de salarios y cargas sociales, contrataciones de servicios informáticos y publicidad institucional y por mayores cargos vinculados a nuestra sociedad controlada YPF Holdings con respecto al tercer trimestre de 2012, referidos a la actualización de los costos estimados de remediaciones ambientales atento a la nueva información disponible en este momento.



2. Síntesis de la Estructura Patrimonial (1)

Balances Generales Consolidados al 30 de septiembre de 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	30/09/2013	30/09/2012	30/09/2011
Activo			
Activo No Corriente	84.611	55.311	43.210
Activo Corriente	26.659	15.056	14.883
Total del Activo	111.270	70.367	58.093
Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la controlante	40.491	29.199	25.076
Interés no controlante	172	-	-
Total Patrimonio Neto	40.663	29.199	25.076
Pasivo			
Pasivo No Corriente	41.423	16.862	15.160
Pasivo Corriente	29.184	24.306	17.857
Total del Pasivo	70.607	41.168	33.017
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	111.270	70.367	58.093

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 114 del Capítulo XXXI - Disposiciones Transitorias - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), en su texto modificado por la Resolución 592/2011 de dicho organismo, en la Reseña informativa que acompañe a los estados financieros anuales y trimestrales correspondientes al ejercicio que se inicie a partir del 1° de enero de 2012, se presentarán los saldos y resultados del ejercicio/período comparativos con los del ejercicio/período anterior, ambos preparados bajo NIIF, de manera consistente con lo requerido en el párrafo 16 (c) de la Resolución Técnica N° 26 (modificada por la Resolución Técnica N° 29), no presentándose cifras comparativas adicionales a las indicadas. En las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2013, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05 -NOVIEMBRE - 2013
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 nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>30/09/2013</u>	<u>30/09/2012</u>	<u>30/09/2011</u>
Ingresos Ordinarios	64.819	48.312	41.299
Costo de Ventas	(48.386)	(36.129)	(29.299)
Utilidad Bruta	16.433	12.183	12.000
Gastos de Comercialización	(5.555)	(4.022)	(4.041)
Gastos de Administración	(1.889)	(1.530)	(1.292)
Gastos de Exploración	(525)	(464)	(384)
Otros egresos, netos	(1.124)	(110)	(112)
Utilidad Operativa	7.340	6.057	6.171
Resultado de las inversiones en sociedades	77	98	484
Resultados Financieros	966	(61)	(128)
Utilidad Neta antes de Impuesto a las Ganancias	8.383	6.094	6.527
Impuesto a las Ganancias	(3.041)	(2.246)	(2.154)
Impuesto Diferido	(2.141)	(965)	(463)
Utilidad Neta del período	3.201	2.883	3.910
Otros resultados integrales consolidados	6.370	2.896	1.231
Resultado integral consolidado total del período	9.571	5.779	5.141

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 114 del Capítulo XXXI - Disposiciones Transitorias - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), en su texto modificado por la Resolución 592/2011 de dicho organismo, en la Reseña informativa que acompañe a los estados financieros anuales y trimestrales correspondientes al ejercicio que se inicie a partir del 1° de enero de 2012, se presentarán los saldos y resultados del ejercicio/período comparativos con los del ejercicio/período anterior, ambos preparados bajo NIIF, de manera consistente con lo requerido en el párrafo 16 (c) de la Resolución Técnica N° 26 (modificada por la Resolución Técnica N° 29), no presentándose cifras comparativas adicionales a las indicadas. En las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2013, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05 -NOVIEMBRE - 2013
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 nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>30/09/2013</u>	<u>30/09/2012</u>	<u>30/09/2011</u>
Flujos de Efectivo de las Actividades Operativas	16.379	12.561	8.264
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(18.250)	(11.379)	(7.792)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	3.795	(1.369)	(948)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	89	53	98
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	2.013	(134)	(378)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	4.747	1.112	2.326
Efectivo y equivalentes incorporados en la toma de control de GASA	143	-	-
Efectivo y equivalentes al cierre del período	6.903	978	1.948
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	2.013	(134)	(378)

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 114 del Capítulo XXXI - Disposiciones Transitorias - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), en su texto modificado por la Resolución 592/2011 de dicho organismo, en la Reseña informativa que acompañe a los estados financieros anuales y trimestrales correspondientes al ejercicio que se inicie a partir del 1° de enero de 2012, se presentarán los saldos y resultados del ejercicio/período comparativos con los del ejercicio/período anterior, ambos preparados bajo NIIF, de manera consistente con lo requerido en el párrafo 16 (c) de la Resolución Técnica N° 26 (modificada por la Resolución Técnica N° 29), no presentándose cifras comparativas adicionales a las indicadas. En las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2013, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05 -NOVIEMBRE - 2013
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/ Sept 2013	Ene/ Sept 2012	Ene/ Sept 2011	Ene/ Sept 2010	Ene/ Sept 2009
Producción de Crudo (incluye GNL)	mbd	276	274	265	298	305
Producción neta de gas natural	Mpcd	1.177	1.193	1.221	1.373	1.536
Entregas de crudo a terceros	mbd	17	6	7	8	9
Entregas de gas natural	Mpcd	1.085	1.218	1.189	1.289	1.562
Crudo procesado	bd	274.680	286.654	290.587	301.070	307.314
SUBPRODUCTOS VENDIDOS						
Motonaftas	bd	76.931	68.922	65.794	59.444	63.637
Gas Oil	bd	140.566	137.969	148.608	137.103	135.482
JP1 y Kerosén	bd	16.358	16.593	16.207	16.885	16.203
Fuel Oil	bd	21.741	22.760	16.054	25.900	26.069
GLP	bd	19.397	17.612	20.971	21.518	23.800
Otros (1)	bd	68.944	74.489	79.914	72.455	59.739
TOTAL	bd	343.937	338.345	347.548	333.305	324.930
CRUDO VENDIDO						
En el mercado local	mbd	7	5	6	6	7
En el exterior	mbd	10	1	1	2	2
SUBPRODUCTOS VENDIDOS						
En el mercado local	mbd	298	305	303	280	270
En el exterior	mbd	46	33	45	53	55
TOTAL CRUDO Y SUBPRODUCTOS VENDIDOS	mbd	361	344	355	341	334

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

6. Índices (1)

	30/09/2013	30/09/2012	30/09/2011
Liquidez corriente (Activo Corriente sobre Pasivo Corriente)	0,913	0,619	0,834
Solvencia (Patrimonio Neto sobre Pasivo Total)	0,576	0,709	0,760
Inmovilizado del Capital (Activo no Corriente sobre Activo Total)	0,760	0,786	0,744

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 114 del Capítulo XXXI - Disposiciones Transitorias - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), en su texto modificado por la Resolución 592/2011 de dicho organismo, en la Reseña informativa que acompañe a los estados financieros anuales y trimestrales correspondientes al ejercicio que se inicie a partir del 1° de enero de 2012, se presentarán los saldos y resultados del ejercicio/periodo comparativos con los del ejercicio/periodo anterior, ambos preparados bajo NIIF, de manera consistente con lo requerido en el párrafo 16 (c) de la Resolución Técnica N° 26 (modificada por la Resolución Técnica N° 29), no presentándose cifras comparativas adicionales a las indicadas. En las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2013, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05 -NOVIEMBRE - 2013
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

7. Perspectivas

Los principales organismos de análisis macroeconómicos internacionales continúan siendo cautos en cuanto a las expectativas de crecimiento, manteniendo alertas respecto a las consecuencias que supondrán, tanto en el caso de que se tomen como asimismo que se dilaten en el tiempo, las medidas que se estiman necesarias adoptar en aquellos países seriamente afectados por la crisis económico-financiera, fundamentalmente en la zona del euro.

Luego de implementadas las disposiciones de la Ley de Expropiación (Ley 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 constituirá las bases para el desarrollo de la misma en los próximos años. Dicho plan tiene como base reafirmar el compromiso de crear un nuevo modelo de compañía en la Argentina que alinea los objetivos de YPF con los del país, donde YPF se constituya en el líder de la industria que apunte a revertir el desbalance energético nacional y a lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos en el largo plazo.

El Plan Estratégico 2013-2017 implica el establecimiento de importantes objetivos para los próximos años, los cuales se centran en : (i) el desarrollo de recursos no convencionales, que implica una oportunidad única en nuestro país debido a) la expectativa vinculada a la existencia de grandes volúmenes de recursos prospectivos en la Argentina, tal como resulta de estimaciones incluidas en reportes emitidos por diversas entidades a nivel internacional, b) la participación relevante que poseemos en los derechos de exploración y explotación sobre el acreage en el cual se encontrarían localizados dichos recursos y c) la posibilidad de integrar un portafolio de proyectos de alto potencial, (ii) el relanzamiento de la exploración convencional y no convencional, extendiendo los límites de yacimientos actuales e incursionando en nuevas fronteras exploratorias, incluyendo el offshore. (iii) el aumento en inversión y gastos operativos en áreas maduras que presentan oportunidades rentables de aumentos del factor de recuperación mediante pozos infill, extensión de la recuperación secundaria y pruebas de recuperación terciaria, (iv) retornar a una activa producción de gas natural acompañando la producción de crudo y (v) aumentar la producción de productos refinados mejorando la capacidad de refinación, lo que implicará mejorar la capacidad instalada, incrementar, actualizar y convertir nuestras refinerías.

Tal como se menciona previamente, dentro de nuestros principales focos de actuación se encuentra la profundización de los trabajos en materia de exploración de recursos no convencionales. Los resultados positivos obtenidos hasta la fecha, a partir de las perforaciones realizadas, alientan a continuar con el plan exploratorio previsto para la formación mencionada para el año 2013. Con el objetivo mencionado precedentemente, hemos comenzado a mantener reuniones con diferentes empresas importantes del mercado petrolero, a efectos de trabajar en buscar formas asociativas e incrementar las inversiones para poder desarrollar dichos recursos.



En tal sentido, durante el mes de julio de 2013 hemos firmado con subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante “Chevron”) un Acuerdo de Proyecto de Inversión (“el Acuerdo”) que tiene por objetivo la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El Acuerdo contempla un desembolso, sujeto a ciertas condiciones, de hasta 1.240 millones de dólares por parte de Chevron para una primera fase de trabajo que desarrolla unos 20 km² (el “proyecto piloto”) (4.942 acres) de los 395 km² (97.607 acres) correspondientes al área afectada al proyecto, ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana. Este primer proyecto piloto contempla la perforación de más de 100 pozos. Conjuntamente con lo ya invertido por YPF en la mencionada área, este nuevo aporte comprendería una inversión total de 1500 millones de dólares 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. Asimismo, durante el mes de septiembre de 2013, y luego de cumplirse determinadas condiciones precedentes (entre las que se encuentra el otorgamiento de una nueva concesión sobre el área afectada al proyecto por parte de la provincia de Neuquén con un plazo de explotación de 35 años), Chevron realizó el desembolso inicial de 300 millones de dólares (el cual cuenta con una garantía de YPF por los siguientes 90 días hasta la instrumentación de todos los documentos complementarios para el resto de la financiación de Chevron, incluyendo la contribución de YPF del 50% de los derechos en el área del proyecto). En una segunda etapa, luego de finalizado el proyecto piloto, ambas empresas estiman continuar con el desarrollo total del Área compartiendo las inversiones al 50 por ciento. Asimismo, el Acuerdo contempla, de manera no vinculante, la posterior definición de términos y condiciones para la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en las provincias del Neuquén y Mendoza.

En el mismo sentido, durante el mes de septiembre de 2013, la Sociedad y Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisur S.A. (ambas en adelante “Dow”) han firmado un Acuerdo (“el Acuerdo”) que contempla un desembolso por ambas partes de hasta U\$S 188 millones que se destinarán a la explotación conjunta de un proyecto piloto de gas no convencional en la provincia del Neuquén, de los cuales Dow aportaría hasta U\$S 120 millones a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, que contempla una primera fase de trabajo en la que se perforarían 16 pozos. En caso que Dow ejerza la opción de conversión, la Sociedad cedería el 50% de su participación en el área “El Orejano”, la cual comprende una extensión total de 45 km² (11.090 acres), en la provincia del Neuquén y el 50% de participación en una UTE a conformarse para la explotación de dicha área. 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 30 de septiembre de 2013, la Sociedad ha recibido el primer tramo de la mencionada transacción por un importe de U\$S 30 millones. Cabe recordar que durante el mes de marzo de 2013 pusimos en servicio en esta área el primer pozo de shale gas de la compañía en el país denominado orejano x-2 (EOr. X-2). Con este pozo, ubicado aproximadamente a 60 km al noroeste de la ciudad de Añelo, provincia de Neuquén, logramos inyectar gas de Vaca Muerta al Sistema de Transporte Nacional a través del Gasoducto Pacífico operado por la empresa Transporte de Gas del Norte.

Asimismo, durante el mes de febrero 2013 hemos lanzado la exploración no convencional en la provincia de Chubut en la Formación D-129, dentro del Golfo San Jorge, en Comodoro Rivadavia. De esta forma, buscamos ampliar las fronteras de los recursos no convencionales más allá de Vaca Muerta.

Por otra parte, la Sociedad continúa con El Plan Exploratorio Argentina que consistió en revisar de manera integral todas las cuencas sedimentarias y el estudio del potencial de recursos



de petróleo y gas del país, lo que permitió trazar un mapa de oportunidades para la búsqueda de hidrocarburos en distintas provincias. Para la revisión técnica de cada cuenca, la compañía conformó un equipo multidisciplinario (cuyo trabajo insumió más de 32.000 horas) y se establecieron convenios con más de 20 universidades e institutos tecnológicos de todo el país, organismos públicos provinciales y nacionales, la Secretaría de Energía de la Nación y el IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas). Este programa revela un nuevo mapa de oportunidades para ampliar las fronteras hidrocarburíferas en nuestro país que abarca acciones concretas en provincias que eran consideradas “no petroleras”, dentro de lo que se encuentra la perforación de 25 pozos de estudio (considerados exploración de frontera), con objetivos convencionales y no convencionales y la realización de estudios de sísmica.

Por otra parte durante el año 2012, la Sociedad, mediante su controlada YPF Inversora Energética S.A., ejerció su derecho, conforme lo establecen los acuerdos contractuales, para adquirir la mayoría accionaria de MetroGAS, todo ello a través del uso de la opción para adquirir el 54,67% de las acciones de Gas Argentino (GASA) de la empresa British Gas (BG), operación que fue finalmente perfeccionada recientemente. Esta decisión tiene como objetivo hacer de MetroGAS una empresa más eficiente y rentable, asumiendo por primera vez la gestión de una de las compañías de distribución de gas más atractivas de América Latina que cuenta actualmente con más de 2 millones de clientes.

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

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. 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 de inversión incrementales, hechos que han comenzado a materializarse a partir de la emisión de obligaciones negociables realizadas por la Sociedad durante 2012 y 2013.

Miguel M. Galuccio
Presidente