



SOCIEDAD ANONIMA

Estados Contables Consolidados
al 30 de Septiembre de 2014 y Comparativos
Informe de los Auditores Independientes
Informe de la Comisión Fiscalizadora

ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

Índice	Página
– Carátula	1
– Balance general consolidado	2
– Estado de resultados integrales consolidado	3
– Estado de evolución del patrimonio neto consolidado	4
– Estado de flujo de efectivo consolidado	5
– Notas a los estados contables consolidados:	
1) Estados contables consolidados:	
a) <i>Bases de presentación</i>	6
b) <i>Políticas contables significativas</i>	
b.1) <i>Moneda Funcional, de Presentación y efecto impositivo en Otros resultados integrales</i>	8
b.2) <i>Activos financieros</i>	9
b.3) <i>Bienes de cambio</i>	9
b.4) <i>Activos intangibles</i>	10
b.5) <i>Inversiones en sociedades</i>	10
b.6) <i>Bienes de uso</i>	11
b.7) <i>Provisiones</i>	14
b.8) <i>Deterioro del valor de los bienes de uso y activos intangibles</i>	14
b.9) <i>Metodología para la estimación del valor recuperable</i>	15
b.10) <i>Planes de beneficios y obligaciones similares</i>	16
b.11) <i>Criterio de reconocimiento de ingresos</i>	18
b.12) <i>Método de reconocimiento de ingresos y costos de obras en contratos de construcción</i>	19
b.13) <i>Arrendamientos</i>	19
b.14) <i>Utilidad neta por acción</i>	20
b.15) <i>Pasivos financieros</i>	20
b.16) <i>Impuestos, retenciones y regalías</i>	20
b.17) <i>Cuentas de patrimonio neto</i>	22
b.18) <i>Combinación de negocios</i>	24
b.19) <i>Nuevos estándares emitidos</i>	24
c) <i>Estimaciones y Juicios Contables</i>	26
d) <i>Gestión de Riesgos Financieros</i>	27

2) Detalle de los principales rubros de los estados contables consolidados:	
a) <i>Efectivo y equivalentes de efectivo</i>	32
b) <i>Créditos por ventas</i>	32
c) <i>Otros créditos y anticipos</i>	32
d) <i>Bienes de cambio</i>	33
e) <i>Inversiones en sociedades</i>	33
f) <i>Evolución de los Activos Intangibles</i>	33
g) <i>Composición y evolución de los Bienes de Uso</i>	34
h) <i>Cuentas por pagar</i>	36
i) <i>Préstamos</i>	36
j) <i>Provisiones</i>	40
k) <i>Ingresos, costo de ventas y gastos</i>	40
3) Provisiones para juicios, reclamos y pasivos ambientales	42
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	65
9) Utilidad neta por acción	66
10) Impuesto a las ganancias	66
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>	71
12) Información consolidada sobre segmentos de negocio	86
13) Combinaciones de negocios	87
14) Información requerida por la Resolución General N° 629 de la CNV	91
15) Hechos posteriores	91
– Anexos a los estados contables	92

Informe de los Auditores Independientes

A los Señores Directores de
YPF SOCIEDAD ANONIMA

CUIT N°: 30-54668997-9

Domicilio Legal: Macacha Güemes 515

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

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

Hemos efectuado una revisión de los estados contables consolidados intermedios adjuntos de YPF SOCIEDAD ANONIMA (en adelante, mencionada indistintamente como “YPF SOCIEDAD ANONIMA” o la “Sociedad”) que comprenden el balance general consolidado al 30 de septiembre de 2014, el estado de resultados integrales consolidado, el estado de evolución del patrimonio neto consolidado y el estado de flujos de efectivo consolidado correspondientes al período de nueve meses finalizado en dicha fecha, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa incluidas en las notas 1 a 15 y anexos I, II y III.

Las cifras y otra información correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013 y al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 son parte integrante de los estados contables consolidados intermedios mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se interpreten exclusivamente en relación con las cifras y otra información del período intermedio actual.

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

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

3. Responsabilidad de los auditores

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

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

4. Conclusión

Sobre la base de nuestra revisión, estamos en condiciones de manifestar que no se nos han presentado circunstancias que nos hicieran pensar que los estados contables consolidados intermedios adjuntos de YPF SOCIEDAD ANONIMA correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014 no están presentados en forma razonable, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Información requerida por disposiciones vigentes

- a) Los estados contables consolidados intermedios mencionados en el capítulo 1 de este informe han sido preparados en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con las normas aplicables de la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 y de la Comisión Nacional de Valores.
- b) Las cifras de los estados contables consolidados intermedios mencionados en el capítulo 1 de este informe surgen de aplicar los procedimientos de consolidación establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera a partir de los estados contables individuales intermedios de las sociedades que integran el grupo económico, las que se detallan en el Anexo I a los estados contables adjuntos. Los estados contables individuales intermedios de la Sociedad surgen de sus registros contables que, en sus aspectos formales, han sido llevados de conformidad con las disposiciones legales vigentes.
- c) Los estados contables consolidados intermedios mencionados en el capítulo 1 se encuentran transcritos en el libro Inventarios y balances.
- d) Como parte de nuestro trabajo, cuyo alcance se describe en el capítulo 3 hemos revisado la Reseña informativa requerida por la Comisión Nacional de Valores, preparada por el Directorio y sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos observaciones que formular.
- e) Según surge de los registros contables de la Sociedad mencionados en el apartado b) de este capítulo, el pasivo devengado al 30 de septiembre de 2014 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a \$ 68.369.970 y no era exigible a esa fecha.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 5 de noviembre de 2014.

Deloitte & Co. S.A.

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

Guillermo D. Cohen

Socio

Contador Público U.B.A.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

YPF SOCIEDAD ANONIMA

Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

EJERCICIO ECONOMICO Nº 38

INICIADO EL 1 DE ENERO DE 2014

ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

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

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

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

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

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

Composición del capital al 30 de septiembre de 2014

(expresado en pesos)

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014

Y 31 DE DICIEMBRE DE 2013 (expresados en millones de pesos – Nota 1.b.1)

	Notas	30 de septiembre de 2014	31 de diciembre de 2013
Activo No Corriente			
Activos intangibles	2.f	4.855	2.446
Bienes de uso	2.g	144.675	93.496
Inversiones en sociedades	2.e	2.552	2.124
Activos por impuesto diferido	10	97	34
Otros créditos y anticipos	2.c	2.300	2.927
Créditos por ventas	2.b	9	54
Total del activo no corriente		154.488	101.081
Activo Corriente			
Bienes de cambio	2.d	12.361	9.881
Otros créditos y anticipos	2.c	8.149	6.506
Créditos por ventas	2.b	12.507	7.414
Activos disponibles para la venta	13	1.634	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.a	15.873	10.713
Total del activo corriente		50.524	34.514
Total del activo		205.012	135.595
Patrimonio Neto			
Aportes de los propietarios		10.458	10.600
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		59.730	37.416
Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la controlante		70.188	48.016
Interés no controlante		154	224
Total Patrimonio Neto (según estados respectivos)		70.342	48.240
Pasivo No Corriente			
Provisiones	2.j	24.390	19.172
Pasivos por impuesto diferido	10	21.285	11.459
Otras cargas fiscales		315	362
Remuneraciones y cargas sociales		-	8
Préstamos	2.i	36.693	23.076
Cuentas por pagar	2.h	614	470
Total del pasivo no corriente		83.297	54.547
Pasivo Corriente			
Provisiones	2.j	1.622	1.396
Impuesto a las ganancias a pagar		3.525	122
Otras cargas fiscales		4.185	1.045
Remuneraciones y cargas sociales		1.606	1.119
Préstamos	2.i	12.425	8.814
Cuentas por pagar	2.h	28.010	20.312
Total del pasivo corriente		51.373	32.808
Total del pasivo		134.670	87.355
Total Patrimonio Neto y Pasivo		205.012	135.595

Las Notas 1 a 15 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADO

POR LOS PERIODOS DE NUEVE Y TRES MESES FINALIZADOS EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 Y 2013

(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	
		2014	2013	2014	2013
Ingresos ordinarios	2.k	104.203	64.819	38.209	24.244
Costo de ventas	2.k	(74.808)	(48.386)	(26.365)	(17.875)
Utilidad bruta		29.395	16.433	11.844	6.369
Gastos de comercialización	2.k	(7.287)	(5.555)	(2.766)	(1.986)
Gastos de administración	2.k	(3.116)	(1.889)	(1.119)	(654)
Gastos de exploración	2.k	(1.230)	(525)	(306)	(279)
Otros ingresos (egresos), netos	2.k	616	(1.124)	391	(6)
Utilidad operativa		18.378	7.340	8.044	3.444
Resultado de las inversiones en sociedades	5	61	77	38	(56)
Resultados financieros:					
Generados por activos					
Intereses		1.078	573	480	257
Diferencia de cambio		(2.240)	(1.362)	(620)	(778)
Generados por pasivos					
Intereses		(5.304)	(2.360)	(1.793)	(935)
Diferencia de cambio		9.914	4.115	1.880	1.996
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias		21.887	8.383	8.029	3.928
Impuesto a las ganancias corriente	10	(5.961)	(3.041)	(2.931)	(1.038)
Impuesto a las ganancias diferido	10	(8.377)	(2.141)	(1.879)	(1.473)
Utilidad neta del período		7.549	3.201	3.219	1.417
Utilidad neta del período atribuible a:					
- Accionistas de la controlante		7.619	3.207	3.212	1.414
- Interés no controlante		(70)	(6)	7	3
Utilidad neta por acción atribuible a los accionistas de la controlante básica y diluida	9	19,43	8,16	8,19	3,60
Otros resultados integrales					
Diferencia de conversión de inversiones en sociedades ⁽²⁾		(533)	(150)	(98)	(13)
Diferencia de conversión de YPF S.A. ⁽³⁾		15.692	6.520	2.613	3.169
Total otros resultados integrales del período⁽¹⁾		15.159	6.370	2.515	3.156
Resultado integral total del período		22.708	9.571	5.734	4.573

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

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

(3) No se revertirán a resultados.

Las Notas 1 a 15 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO

POR LOS PERIODOS DE NUEVE MESES FINALIZADOS EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 Y 2013

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

	2014									2013
	Aportes de los propietarios									
	Capital suscrito	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total	
Saldos al 31 de diciembre de 2013	3.924	6.087	9	14	40	(110)	(4)	640	10.600	
Recompra de acciones propias en cartera	(6)	(10)	6	10	-	(198)	-	-	(198)	
Devengamiento Plan de Beneficios en acciones	-	-	-	-	56	-	-	-	56	
Saldos al cierre del período	3.918	6.077	15	24	96	(308)	(4)	640	10.458	

	2014							Patrimonio Neto atribuible a		Total del patrimonio neto	Total del patrimonio neto
	Reservas							Accionistas de la controlante	Interés no controlante		
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Especial ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados				
Saldos al 31 de diciembre de 2013	2.007	4	8.394	120	3.648	18.112	5.131	48.016	224	48.240	31.260
Recompra de acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	(198)	-	(198)	(93)
Devengamiento Plan de Beneficios en acciones	-	-	-	-	-	-	-	56	-	56	73 ⁽²⁾
Adquisición de participación en GASA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	178
Disposición de la Reunión de Directorio del 9 de agosto de 2013:											
- Dividendos en efectivo (0,83 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(326)
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria del 30 de Abril de 2014:											
- Apropriación a Reserva para inversiones	-	-	4.460	-	-	-	(4.460)	-	-	-	-
- Apropriación a Reserva para beneficios al personal en acciones	-	-	-	200	-	-	(200)	-	-	-	-
- Apropriación a Reserva para futuros dividendos	-	465	-	-	-	-	(465)	-	-	-	-
Disposición de la Reunión de Directorio del 11 de junio de 2014:											
- Dividendos en efectivo (1,18 por acción)	-	(464)	-	-	-	-	-	(464)	-	(464)	-
Otros resultados integrales del período	-	-	-	-	-	15.159	-	15.159	-	15.159	6.370
Utilidad neta	-	-	-	-	-	-	7.619	7.619	(70)	7.549	3.201
Saldos al cierre del período	2.007	5	12.854	320	3.648	33.271⁽¹⁾	7.625	70.188	154	70.342	40.663

(1) Incluye 34.528 correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de YPF S.A. y (1.257) correspondientes al efecto de conversión de los estados contables de las inversiones en sociedades con moneda funcional distinta del dólar, tal como se detalla en la Nota 1.b.1.

(2) Incluye 38 correspondientes a planes de beneficios a largo plazo vigentes al 31 de diciembre de 2012, que fueron reconvertidos al plan de beneficios basado en acciones (ver Nota 1.b.10) y 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 15 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

POR LOS PERIODOS DE NUEVE MESES FINALIZADOS EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 Y 2013

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

	2014	2013
Flujos de Efectivo de las operaciones		
Utilidad neta consolidada	7.549	3.201
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:		
Resultados de las inversiones en sociedades	(61)	(77)
Depreciación de bienes de uso	13.660	7.789
Amortización de activos intangibles	250	142
Recompra de acciones propias en cartera	(198)	(93)
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	2.671	1.658
Cargo por impuesto a las ganancias	14.338	5.182
Aumento neto de provisiones	2.465	2.281
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros ⁽¹⁾	1.813	(37)
Plan de beneficios en acciones	56	73
Seguros devengados	(1.632)	-
Cambios en activos y pasivos:		
Créditos por ventas	(4.150)	(4.032)
Otros créditos y anticipos	(802)	(204)
Bienes de cambio	(2.425)	(1.480)
Cuentas por pagar	1.663	4.625
Otras cargas fiscales	3.006	118
Remuneraciones y cargas sociales	431	77
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.580)	(516)
Dividendos cobrados	233	136
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	1.689	-
Pagos de impuestos a las ganancias	(2.582)	(2.464)
Flujos de Efectivo de las Operaciones	36.394	16.379
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión⁽²⁾		
Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(35.365)	(18.203)
Aportes de capital en inversiones en sociedades	(94)	(11)
Anticipos recibidos por venta de bienes de uso	1.711	-
Adquisición de participación en UTEs	(869)	-
Adquisición de subsidiaria neta de fondos adquiridos	(6.103)	107
Cobro de seguros por daño material	1.818	-
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(38.902)	(18.107)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
Pago de préstamos	(9.012)	(4.892)
Pago de intereses	(3.413)	(1.833)
Préstamos obtenidos	19.342	10.846
Dividendos pagados	(464)	(326)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	6.453	3.795
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	1.215	89
Aumento neto del efectivo y equivalentes	5.160	2.156
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.713	4.747
Efectivo y equivalentes al cierre del período	15.873	6.903
Aumento neto del efectivo y equivalentes	5.160	2.156
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
- Caja y Bancos	6.567	883
- Otros Activos Financieros	9.306	6.020
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	15.873	6.903

(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 30 de septiembre de 2014 y 2013 por 4.977 y 3.248, respectivamente, y altas por costos de abandono de pozos de hidrocarburos por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 por 124.

Las Notas 1 a 15 y los Anexos I, II y III adjuntos son parte integrante de estos estados contables.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS

POR EL PERIODO DE NUEVE MESES FINALIZADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 Y COMPARATIVOS

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

1. ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS

1.a) Bases de presentación

- Aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera

Los estados contables consolidados intermedios de YPF S.A. (en adelante “YPF”) y sus sociedades controladas (en adelante y en su conjunto, el “Grupo” o la “Sociedad”) por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014 se presentan sobre la base de la aplicación de las Normas Internacionales de Contabilidad (“NIC”) N° 34 “Información financiera intermedia”. La adopción de las mismas, tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés) fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) y por las Normas de la Comisión Nacional del Valores (“CNV”).

Los importes y otra información correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013 y por los períodos de nueve y tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 son parte integrante de los estados contables consolidados mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados contables.

- Criterios adoptados en la transición a NIIF

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

– Uso de estimaciones

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

– Bases de Consolidación

a) Criterio general

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

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

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

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

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

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

b) Toma de control en sociedades

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

1.b) Políticas Contables Significativas

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

Moneda funcional:

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

Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional de YPF se consideran transacciones en "moneda extranjera" y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes). Al cierre de cada período o ejercicio o al momento de su cancelación, los saldos de las partidas monetarias en moneda distinta a la moneda funcional se convierten al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio que surgen de tal valoración, se registran en el apartado "Resultados financieros" del Estado de Resultados Integrales del período o ejercicio en que se producen.

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

Moneda de Presentación:

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

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

Efecto impositivo en Otros resultados integrales:

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

impuesto a las ganancias ni en el impuesto diferido ya que al momento de su generación dichas transacciones no tuvieron impacto en la utilidad contable ni impositiva.

1.b.2) Activos financieros

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

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

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

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

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

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

1.b.3) Bienes de cambio

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

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

La Sociedad realiza una evaluación del valor neto de realización de las existencias al cierre de cada período o ejercicio, imputando con cargo a resultados la corrección de valor correspondiente en la medida que el valor contable exceda al valor neto 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 - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

1.b.4) Activos intangibles

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

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

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

La Sociedad no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 30 de septiembre de 2014 y 2013, y al 31 de diciembre de 2013.

1.b.5) Inversiones en sociedades

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

Para la valuación de las inversiones en sociedades, se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada 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.

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

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

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

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

1.b.6) Bienes de Uso

i. Criterios generales:

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

ii. Depreciaciones:

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

	Años de vida útil estimada
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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

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

iv. Costos de abandono de pozos:

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

v. Bienes de uso de naturaleza medioambiental:

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

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

vi. Activos disponibles para la venta

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

1.b.7) Provisiones

La Sociedad distingue entre:

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

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

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

La Sociedad no ha registrado gastos por dotación ni ingresos por reversión de provisiones por deterioro de activos por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013.

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

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

Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGEs empleando 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

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

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

i. Planes de retiro:

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

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

Los cargos totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden aproximadamente a 43 y 31 por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013, respectivamente.

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación descriptos fue 589 y 333 por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013, respectivamente.

iii. Plan de beneficios basados en acciones:

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

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

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

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

Los cargos reconocidos en resultados correspondientes a los planes basados en acciones y conforme se menciona anteriormente, los cuales son agrupados atento a la similar naturaleza de cada uno de ellos, ascendieron a 56 y 35 por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013, respectivamente.

A continuación se detalla la evolución en cantidad de acciones vinculada a los planes al cierre de los períodos de nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2014 y 2013:

Plan 2013-2015

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	1.289.841	-
- Concedidas	-	1.962.500
- Liquidadas	(8.165)	-
- Expiradas	(27.280)	-
Cantidad al cierre del período⁽¹⁾	<u>1.254.396</u>	<u>1.962.500</u>
Gasto reconocido durante el período	40	35
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	14,75	14,75

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 1 mes y 25 meses al 30 de septiembre de 2014 y entre 3 y 27 meses al 30 de septiembre de 2013.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Plan 2014-2016

	<u>2014</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	-
- Concedidas	356.054
- Liquidadas	-
- Expiradas	-
Cantidad al cierre del período⁽¹⁾	<u>356.054</u>
Gasto reconocido durante el período	16
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	33,41

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 13 meses y 33 meses al 30 de septiembre de 2014.

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

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

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

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

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

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

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

1.b.11) Criterio de reconocimiento de ingresos

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

- La Sociedad transfiere al comprador los riesgos y beneficios significativos derivados de la propiedad de los bienes;

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

Subvenciones por bienes de capital

La instrumentación del incentivo por bienes de capital, informática y telecomunicaciones para los fabricantes nacionales se materializa mediante la emisión de un bono fiscal, en la medida en que dichos fabricantes cuenten con establecimientos industriales radicados en el territorio nacional, tal como es el caso de nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A. Dichos incentivos son reconocidos por el Grupo en los períodos o ejercicios en que se cumplen los requisitos formales establecidos por los decretos del Poder Ejecutivo Nacional 379/01, 1551/01, sus modificaciones y reglamentos, como así también en la medida que exista una seguridad razonable que los incentivos serán recibidos.

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

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

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

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

A continuación se detalla la siguiente información relacionada con los contratos de construcción al 30 de septiembre de 2014 y 2013:

	Contratos en curso			
	Ingresos del período	Costos incurridos más ganancias reconocidas acumuladas	Anticipos recibidos	Retenciones en pagos
2014	414	2.725	476	-
2013	251	666	289	-

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

1.b.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 4.

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 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

de medición de activos y pasivos según criterios contables e impositivos y de los quebrantos impositivos existentes y créditos fiscales no utilizados susceptibles de deducción de ganancias impositivas futuras, computados considerando la tasa impositiva vigente, que actualmente alcanza el 35%.

De acuerdo a la NIC N° 34, en los períodos intermedios, el cargo a resultados por impuesto a las ganancias se reconoce sobre la base de la mejor estimación a la fecha de la tasa impositiva efectiva proyectada al cierre del ejercicio. Los importes calculados para el gasto por impuesto para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014, podrían requerir ajustes en períodos posteriores en caso que a partir de nuevos elementos de juicio se modifique la estimación de la tasa impositiva efectiva proyectada.

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

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

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

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

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

Impuesto a los bienes personales – Responsable sustituto

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

La Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (“Ley de Emergencia Pública”), sancionada en enero de 2002, estableció la creación de un régimen de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos por cinco años. En enero de 2007, la Ley N° 26.217 prorrogó por 5 años, a partir de su vencimiento, el mencionado régimen y aclaró expresamente que el mismo aplica también a las exportaciones que se realicen desde Tierra del Fuego, anteriormente exentas de dicho régimen. Adicionalmente, la Ley N° 26.732 publicada en el Boletín Oficial en diciembre de 2011 prorrogó por 5 años adicionales el mencionado régimen. El 16 de noviembre de 2007, el Ministerio de Economía y Producción (“MEP”) publicó la Resolución N° 394/2007, modificando el régimen de retención a las exportaciones de crudo y otros productos derivados del petróleo. Adicionalmente, la Resolución N° 1/2013, del 3 de enero de 2013 y la Resolución N° 803/2014 del 21 de octubre de 2014 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, modificó los precios de referencia y valores de corte. 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 fuera inferior a US\$ 80 por barril, la alícuota de retención será de 13%. Si el precio internacional fuera inferior a US\$ 75 por barril, la alícuota de retención será de 11,50%; y si el precio internacional fuera inferior a US\$ 70 por barril, la alícuota de retención será de 10%. 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Acciones propias en cartera y Ajuste de acciones propias en cartera

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

Planes de beneficios en acciones

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

Costo de adquisición de acciones propias

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

Prima de emisión

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

Prima de negociación de acciones propias

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

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

Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales, YPF debe efectuar una reserva legal no inferior al 5% del resultado positivo surgido de la sumatoria algebraica del resultado del ejercicio, los ajustes de ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados acumulados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, hasta alcanzar el 20% de la suma del Capital suscrito y el saldo de la cuenta Ajuste del capital. Al 30 de septiembre de 2014, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 2.007.

Reserva para futuros dividendos

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

Reserva para inversiones y Reserva para compra de acciones propias

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

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

Otros resultados integrales

Comprende los ingresos y gastos reconocidos directamente en cuentas del patrimonio neto y las transferencias de dichas partidas desde cuentas del patrimonio neto a cuentas del resultado del período o a resultados no asignados, según se determina en las NIIF.

Resultados acumulados

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

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

Interés no controlante

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

1.b.18) Combinación de negocios

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

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

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

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

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

1.b.19) Nuevos estándares emitidos

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

CINIIF 21 “Gravámenes”

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

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

NIC 36 “Deterioro del valor de los activos”

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

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

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

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

Las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, publicadas por el IASB y adoptadas o en proceso de adopción por parte de la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas y por la CNV, que no son de aplicación efectiva al 30 de septiembre de 2014 y no han sido adoptadas anticipadamente por la Sociedad, son las siguientes:

NIC 39 “Instrumentos financieros: Reconocimiento y Medición”

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

NIC 19 “Beneficios a empleados”

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

Ciclo anual de mejoras a las NIIF

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

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

En mayo 2014, el IASB modificó la NIC 16 y NIC 38 aclarando los métodos aceptables de Depreciación y Amortización.

NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

1.c) Estimaciones y Juicios Contables

La preparación de los estados contables, requiere que la Dirección realice estimaciones contables y supuestos significativos que afectan los montos de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del 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”).

Provisiones para juicios y contingencias

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

Provisiones para gastos de medio ambiente

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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 2014 ascienden a 17.797, se han provisionado 2.151 correspondientes a las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual de la Sociedad. Cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una revaluación de esas estimaciones. La Sociedad no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

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

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

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

De acuerdo a la NIC N° 34, en los períodos intermedios, el cargo a resultados por impuesto a las ganancias se reconoce sobre la base de la mejor estimación a la fecha de la tasa impositiva efectiva proyectada al cierre del ejercicio. Los importes calculados para el gasto por impuesto para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014, podrían requerir ajustes en períodos posteriores en caso que a partir de nuevos elementos de juicio se modifique la estimación de la tasa impositiva efectiva proyectada.

1.d) Gestión de Riesgos Financieros

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

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

	30 de septiembre de 2014	31 de diciembre de 2013
Activos financieros		
A Costo amortizado		
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	12.487	8.691
Otros créditos y anticipos ⁽¹⁾	3.615	4.018
Créditos por ventas ⁽¹⁾	12.516	7.468
A Valor razonable con cambios en los resultados		
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽²⁾	3.386	2.022
Pasivos financieros		
A Costo amortizado		
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	26.438	20.655
Préstamos ⁽³⁾	49.118	31.890
Provisiones ⁽¹⁾	705	485

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

(2) Comprende inversiones en fondos comunes de inversión con cotización. El valor razonable ha sido determinado sobre la base de los precios cotizados sin ajustar (Nivel 1) en los mercados en los que operan dichos instrumentos financieros. Los resultados por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013 por estos instrumentos se exponen en la línea "Intereses generados por activos" de los Estados de Resultados Integrales.

(3) Su valor razonable estimado, considerando precios de cotización sin ajustar (Nivel 1) para Obligaciones Negociables y tasas de interés ofrecidas a la Sociedad (Nivel 3) para el remanente de los préstamos financieros, al cierre del período o ejercicio, según corresponda, ascendió a 52.442 y 33.784 al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Riesgo de 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.

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 2014:

	Incremento (+) / disminución (-) del tipo de cambio del peso respecto del dólar	30 de septiembre de 2014
Efecto en el resultado antes de impuestos correspondiente a activos y pasivos financieros	+10%	579
	-10%	(579)

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 2014 incluyen obligaciones negociables, prefinanciación de exportaciones y financiación de importaciones, líneas de crédito bancarias locales y préstamos financieros con entidades locales e internacionales. En cuanto a los préstamos financieros de largo plazo, los mismos incluyen obligaciones negociables, y préstamos con entidades financieras locales e internacionales. Aproximadamente un 69% (34.041) 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 2014. Básicamente dichos préstamos se utilizan para capital de trabajo e inversiones. En cuanto a los activos financieros, además de los créditos de naturaleza comercial los cuales poseen una baja exposición al riesgo de tasa de interés, se incluye principalmente depósitos a la vista, depósitos a plazo fijo y cuotas parte de fondos comunes de inversión del tipo "money market" o renta fija de corto plazo.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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 2014 según el tipo de tasa aplicable:

	30 de septiembre de 2014	
	Activos Financieros ⁽¹⁾	Pasivos Financieros ⁽²⁾
Tasa de interés fija	5.559	31.209
Tasa de interés variable	3.747	17.909
Total	9.306	49.118

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

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

La porción de deuda a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de las tasas BADLAR y LIBOR, de la cual 13.603 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread máximo de 4,75% y 3.951 una tasa de interés variable LIBO más un spread entre 4,00% y 7,50%. También existen 151 que devengan una tasa de interés del 19,00% anual más el porcentaje correspondiente al incremento de producción de petróleo y gas de la Sociedad, con un tope máximo del 24,00% anual y 204 que devengan una tasa de interés del 20,00% anual más el porcentaje correspondiente al incremento de producción de petróleo y gas de la Sociedad, con un tope máximo del 26,00% anual.

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

	Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014
Efecto en el resultado después de impuestos	+100	(77)
	-100	77

Otros riesgos de precio

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

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

Al 30 de septiembre de 2014 y 2013, la Sociedad no ha utilizado instrumentos financieros derivados para mitigar riesgos relacionados con fluctuaciones en los precios de commodities.

Riesgo de liquidez

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

Tal como se menciona en apartados precedentes, YPF pretende que el perfil de vencimientos de su deuda financiera se adecúe a su capacidad de generar flujos de caja para pagarla como así también teniendo en cuenta la necesidad de financiar las erogaciones proyectadas para cada período. Al 30 de septiembre de 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

las disponibilidades de liquidez alcanzan los 26.973, considerando efectivo por 6.567, otros activos financieros líquidos por 9.306 y líneas de crédito disponibles con instituciones bancarias por 2.600 y con el Tesoro Nacional por 8.500. Adicionalmente, YPF tiene capacidad de emitir deuda bajo el programa global de obligaciones negociables aprobado originalmente por la Asamblea en 2008, ampliado en septiembre de 2012 y en abril de 2013 (ver Nota 2.i).

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 2014:

	30 de septiembre de 2014						
	Vencimiento						
	De 0 a 1 año	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años	Total
Pasivos Financieros							
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	25.933	484	-	-	-	21	26.438
Préstamos	12.425	6.841	5.555	2.644	10.322	11.331	49.118
Provisiones	705	-	-	-	-	-	705

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

La mayoría de la deuda financiera contiene cláusulas habituales de restricción (“covenants”). Con respecto a una parte significativa de los préstamos financieros al 30 de septiembre de 2014, la Sociedad ha acordado, entre otras cosas, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre sus activos. Además, aproximadamente el 34% de la deuda financiera pendiente de pago al 30 de septiembre de 2014 está sujeta a compromisos financieros relacionados con el ratio de apalancamiento y el ratio de deuda de cobertura de servicio de deuda.

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

Riesgo de crédito

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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 2014, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se detalla a continuación:

	Exposición máxima al 30 de septiembre de 2014
Efectivo y equivalentes de efectivo	15.873
Otros activos financieros	16.131

A continuación se incluye una apertura de los activos financieros vencidos al 30 de septiembre de 2014:

	Créditos por ventas corrientes	Otros créditos y anticipos corrientes
Vencidos con menos de tres meses	351	555
Vencidos entre 3 y 6 meses	613	146
Vencidos con más de 6 meses	1.440	125
	<u>2.404</u>	<u>826</u>

A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 827 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 28. Estas provisiones representan la mejor estimación de la Sociedad de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

Política de garantías

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

YPF tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.199 y 1.671 al 30 de septiembre de 2014 y 2013, respectivamente.

Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014, YPF ejecutó garantías recibidas por un importe de 1. Al 30 de septiembre de 2013, esta cifra ascendía a 3.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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 2014 y comparativos

2.a) Efectivo y equivalentes de efectivo:

	30 de septiembre de 2014	31 de diciembre de 2013
Caja y bancos	6.567	4.533
Colocaciones transitorias a corto plazo	5.920	4.158
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	3.386	2.022
	15.873	10.713

2.b) Créditos por ventas:

	30 de septiembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	17	13.326	60	8.066
Provisión para deudores por venta de cobro dudoso	(8)	(819)	(6)	(652)
	9	12.507	54	7.414

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

Evolución de la provisión para deudores por venta de cobro dudoso

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de			
	2014		2013	
	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso no corriente	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso corriente	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso no corriente	Provisión para deudores por venta de cobro dudoso corriente
Saldo al inicio del ejercicio	6	652	6	494
Aumentos con cargo a resultados	-	140	-	28
Aplicaciones con cargo a resultados	-	(24)	-	(25)
Cancelaciones por pago/utilización	-	-	-	-
Diferencia de conversión	2	51	-	23
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-
Saldo al cierre del período	8	819	6	520

2.c) Otros créditos y anticipos:

	30 de septiembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Deudores por servicios	-	817	-	377
Créditos de impuestos, reembolsos por exportaciones e incentivos a la producción	87	2.205	22	1.233
Aportes a Fideicomiso Obra Sur	51	19	67	34
Préstamos a clientes y saldos con sociedades relacionadas ⁽¹⁾	834	139	517	81
Depósitos en garantía	528	539	397	253
Gastos pagados por adelantado	15	502	11	490
Anticipos y préstamos a empleados	6	241	3	166
Anticipos a proveedores y despachantes de aduana ⁽²⁾	-	2.176	-	1.062
Créditos con socios de Uniones Transitorias de Empresas y Consorcios	658	594	1.852 ⁽³⁾	595 ⁽³⁾
Seguros a cobrar (Nota 11.b)	-	631	-	1.956
Diversos	125	384	62	357
	2.304	8.247	2.931	6.604
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	-	(98)	-	(98)
Provisión para valuar otros créditos a su valor recuperable	(4)	-	(4)	-
	2.300	8.149	2.927	6.506

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

2.d) Bienes de cambio:

	<u>30 de septiembre de 2014</u>	<u>31 de diciembre de 2013</u>
Productos destilados	7.550	5.713
Petróleo crudo y gas natural	3.636	3.451
Productos en procesos	104	115
Obras para terceros en ejecución	615	107
Materia Prima, Envases y Otros	456	495
	<u>12.361⁽¹⁾</u>	<u>9.881⁽¹⁾</u>

(1) Al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, el valor neto de realización de los bienes de cambio no difiere en forma significativa de su costo.

2.e) Inversiones en sociedades:

	<u>30 de septiembre de 2014</u>	<u>31 de diciembre de 2013</u>
Participación en sociedades (Anexo I)	2.564	2.136
Provisión para desvalorización de participación en sociedades	(12)	(12)
	<u>2.552</u>	<u>2.124</u>

2.f) Evolución de los Activos Intangibles:

Cuenta principal	<u>2014</u>				
	<u>Costo</u>				
	<u>Valor al comienzo del ejercicio</u>	<u>Aumentos</u>	<u>Efecto conversión</u>	<u>Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas</u>	<u>Valor al cierre del período</u>
Concesiones de servicios	3.917	353	1.134	6	5.410
Derechos de exploración	801	3.033	302	(1.576)	2.560
Otros intangibles	1.879	39	557	6	2.481
Total 2014	<u>6.597</u>	<u>3.425⁽¹⁾</u>	<u>1.993</u>	<u>(1.564)⁽¹⁾</u>	<u>10.451</u>
Total 2013	<u>4.443</u>	<u>366</u>	<u>822</u>	<u>(16)</u>	<u>5.615</u>

Cuenta principal	<u>2014</u>						<u>2013</u>		
	<u>Amortización</u>								
	<u>Acumulada al comienzo del ejercicio</u>	<u>Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas</u>	<u>Tasa de depreciación</u>	<u>Aumentos</u>	<u>Efecto de conversión</u>	<u>Acumulada al cierre del período</u>	<u>Valor residual al 30-09</u>	<u>Valor residual al 30-09</u>	<u>Valor residual al 31-12</u>
Concesiones de servicios	2.551	-	4-5%	101	740	3.392	2.018	1.132	1.366
Derechos de exploración	8	(38)	-	31	2	3	2.557	671	793
Otros intangibles	1.592	1	7-33%	118	490	2.201	280	187	287
Total 2014	<u>4.151</u>	<u>(37)</u>		<u>250</u>	<u>1.232</u>	<u>5.596</u>	<u>4.855</u>		
Total 2013	<u>2.951</u>	<u>(22)</u>		<u>142</u>	<u>554</u>	<u>3.625</u>		<u>1.990</u>	<u>2.446</u>

(1) Incluye 2.784 de altas correspondiente al Grupo YSUR en Argentina a la fecha de toma de control y 1.538 de baja de activos clasificados en la línea "Activos disponibles para la venta" (ver Nota 13).

La Sociedad no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 30 de septiembre de 2014 y 30 de septiembre y 31 de diciembre de 2013.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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.

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

	<u>30 de septiembre de 2014</u>	<u>31 de diciembre de 2013</u>
Valor residual de bienes de uso	144.851	93.662
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(176)	(166)
	<u>144.675</u>	<u>93.496</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Cuenta principal	2014				
	Costo				
	Valor al comienzo del ejercicio	Aumentos	Efecto de conversión	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Valor al cierre del período
Terrenos y edificios	6.965	6	1.874	61	8.906
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	179.877	7.204	52.785	6.960	246.826
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	29.267	-	8.583	2.275	40.125
Equipos de transporte	1.466	90	403	100	2.059
Materiales y equipos en depósito	5.576	5.912	1.500	(5.228)	7.760
Perforaciones y obras en curso	19.840	26.019	5.829	(6.648)	45.040
Perforaciones exploratorias en curso ⁽³⁾	927	1.452	203	(804)	1.778
Muebles y útiles e instalaciones	2.267	55	645	278	3.245
Equipos de comercialización	4.084	-	1.213	152	5.449
Infraestructura de distribución de gas natural	2.722	104	1	(3)	2.824
Instalaciones de generación de energía eléctrica	1.542	16	-	5	1.563
Otros bienes	4.070	54	1.042	15	5.181
Total 2014	258.603	40.912 ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	74.078	(2.837) ⁽⁶⁾	370.756
Total 2013	170.843	23.959 ⁽⁸⁾⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾	31.496	(1.757) ⁽⁷⁾	224.541

Cuenta principal	2014					2013			
	Depreciación								
	Acumulada al comienzo del ejercicio	Disminuciones reclasificaciones y transferencias netas	Tasa de depreciación	Aumentos	Efecto de conversión	Acumulada al cierre del período	Valor residual al 30-09	Valor residual al 30-09	Valor residual al 31-12
Terrenos y edificios	2.804	-	2%	114	763	3.681	5.225	3.716	4.161
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	133.672	(89)	⁽¹⁾	11.589	39.115	184.287	62.539 ⁽²⁾	33.568 ⁽²⁾	46.205 ⁽²⁾
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	17.611	(7)	4-5%	1.257	5.138	23.999	16.126	6.989	11.656
Equipos de transporte	1.022	(10)	4-20%	106	282	1.400	659	358	444
Materiales y equipos en depósito	-	-	-	-	-	-	7.760	5.308	5.576
Perforaciones y obras en curso	-	-	-	-	-	-	45.040	23.862	19.840
Perforaciones exploratorias en curso ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	1.778	1.259	927
Muebles y útiles e instalaciones	1.990	(4)	10%	170	557	2.713	532	280	277
Equipos de comercialización	3.034	(3)	10%	179	883	4.093	1.356	951	1.050
Infraestructura de distribución de gas natural	1.107	(8)	2-5%	63	1	1.163	1.661	1.591	1.615
Instalaciones de generación de energía eléctrica	1.060	-	5-7%	85	-	1.145	418	494	482
Otros bienes	2.641	(2)	10%	97	688	3.424	1.757	1.260	1.429
Total 2014	164.941	(123) ⁽⁶⁾		13.660	47.427	225.905	144.851		
Total 2013	113.740	(93) ⁽⁷⁾		10.383 ⁽⁸⁾⁽⁹⁾	20.875	144.905		79.636	93.662

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

(2) Incluye 4.338, 3.420 y 3.748 de propiedad minera al 30 de septiembre de 2014 y 30 de septiembre y 31 de diciembre de 2013, respectivamente.

(3) Existen 67 pozos exploratorios al 30 de septiembre de 2014. Durante el período de nueve meses finalizado en dicha fecha, se han iniciado 37 pozos, 19 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 6 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta Propiedad minera, pozos y equipos de explotación.

(4) Incluye 858, 210 y 11 de altas correspondientes a las UTEs Puesto Hernández, Lajas y La Ventana, respectivamente, a la fecha de adquisición de participación adicional.

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

(6) Incluye 32 de valor residual imputado contra provisiones de bienes de uso por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014.

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

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

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

(10) Incluye 124 de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013.

Tal como se describe en la Nota 1.b.6, YPF capitaliza los costos financieros como parte del costo de los activos. En los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013 la tasa de capitalización anualizada promedio ha sido 12,30% y 11,83% y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 412 y 438 respectivamente para los períodos mencionados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

A continuación se describe la evolución de la provisión para materiales y equipos obsoletos por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013:

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2014	2013
Saldo al inicio del ejercicio	166	132
Aumento con cargo a resultado	1	-
Aplicaciones con cargo a resultado	(4)	-
Cancelaciones por utilización	(32)	-
Diferencia de conversión	45	23
Saldo al cierre del período	176	155

2.h) Cuentas por pagar:

	30 de septiembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	131	24.221	153	18.553
Participación en Sociedades con patrimonio neto negativo	-	259	-	127
Extensión de Concesiones – Provincias de Chubut, Santa Cruz y Neuquén	327	327	275	1.036
Anticipo por venta de bienes de uso (Nota 13)	-	1.818	-	-
Diversos	156	1.385	42	596
	614	28.010	470	20.312

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

2.i) Préstamos:

	Tasa de Interés ⁽¹⁾	Vencimiento de Capital	30 de septiembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
			No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones Negociables ⁽²⁾	0,10-27,52%	2014-2028	33.657	5.336	20.474	4.296
Otras deudas financieras	2,00-26,00%	2014-2019	3.036 ⁽³⁾⁽⁴⁾	7.089 ⁽³⁾⁽⁴⁾	2.602	4.518
			36.693	12.425	23.076	8.814

(1) Tasa de interés anual vigente al 30 de septiembre de 2014.

(2) Se exponen netas de 201 y 137 de Obligaciones Negociables propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, respectivamente.

(3) Incluyen aproximadamente 8.364 que corresponden a préstamos pactados en dólares y devengan interés a tasas de entre 2,00% y 7,25%.

(4) Incluye 701 correspondientes a préstamos otorgados por el Banco Nación Argentina, denominados en pesos, de los cuales 368 devengan tasa fija de 15,00% hasta diciembre de 2015 y luego tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos y 333 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 - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Emisión		(en millones)		Valor registrado							
Mes	Año	Valor Nominal	Clase	Tasa de Interés ⁽³⁾	Vencimiento del Capital	30 de septiembre de 2014		31 de diciembre de 2013			
						No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente		
- YPF:											
-	1998	US\$ 15	(1) (6) -	Fija	10,00%	2028	58	5	534	10	
Septiembre	2012	\$ 200	(2) (6) Clase VII	-	-	-	-	-	-	202	
Septiembre	2012	\$ 1.200	(2) (4) (6) Clase VIII	BADLAR más 4%	25,96%	2015	-	810	800	413	
Octubre	2012	US\$ 130	(2) (5) (6) Clase IX	Fija	5,00%	2014	-	1.099	-	853	
Octubre y Diciembre	2012	US\$ 552	(2) (4) (5) (6) Clase X	Fija	6,25%	2016	4.623	59	3.587	45	
Noviembre y Diciembre	2012	\$ 2.110	(2) (4) (6) Clase XI	BADLAR más 4,25%	27,52%	2017	2.110	78	2.110	64	
Diciembre y Marzo	2012/3	\$ 2.828	(2) (4) (6) Clase XIII	BADLAR más 4,75%	26,49%	2018	2.828	23	2.828	22	
Marzo	2013	\$ 300	(2) (6) Clase XIV	-	-	-	-	-	-	304	
Marzo	2013	US\$ 230	(2) (5) (6) Clase XV	Fija	2,50%	2014	-	931	-	1.497	
Mayo	2013	\$ 300	(2) (6) Clase XVI	-	-	-	-	-	-	303	
Abril	2013	\$ 2.250	(2) (4) (6) Clase XVII	BADLAR más 2,25%	26,10%	2020	2.250	92	2.250	83	
Abril	2013	US\$ 61	(2) (5) (6) Clase XVIII	Fija	0,10%	2015	-	510	397	-	
Abril	2013	US\$ 89	(2) (5) (6) Clase XIX	Fija	1,29%	2017	746	2	579	1	
Junio	2013	\$ 1.265	(2) (4) (6) Clase XX	BADLAR más 2,25%	24,10%	2020	1.265	11	1.265	10	
Julio	2013	\$ 100	(2) (6) Clase XXI	-	-	-	-	-	-	101	
Julio	2013	US\$ 92	(2) (5) (6) Clase XXII	Fija LIBOR más	3,50%	2020	508	105	510	89	
Octubre	2013	US\$ 150	(2) Clase XXIV	7,50%	7,72%	2018	887	308	860	125	
Octubre	2013	\$ 300	(2) (6) Clase XXV	BADLAR más 3,24%	27,40%	2015	-	314	300	13	
Diciembre	2013	US\$ 587	(2) Clase XXVI	Fija	8,88%	2018	4.829	119	3.251	10	
Diciembre	2013	\$ 150	(2) (6) Clase XXVII	Variable ⁽⁷⁾	24,00%	2014	-	151	-	151	
Marzo	2014	\$ 500	(2) Clase XXIX	BADLAR	22,24%	2020	500	7	-	-	
Marzo	2014	\$ 379	(2) Clase XXX	BADLAR más 3,50%	25,66%	2015	379	6	-	-	
Abril	2014	US\$ 1.000	(2) Clase XXVIII	Fija	8,75%	2024	8.380	295	-	-	
Junio	2014	\$ 201	(2) Clase XXXI	Variable ⁽⁸⁾	26,00%	2015	-	204	-	-	
Junio	2014	\$ 465	(2) Clase XXXII	BADLAR más 3,20%	25,36%	2016	311	162	-	-	
Junio	2014	US\$ 66	(2) (5) Clase XXXIII	Fija	2,00%	2017	555	1	-	-	
Septiembre	2014	\$ 1.000	(2) Clase XXXIV	BADLAR más 0,1%	20,16%	2024	1.000	4	-	-	
Septiembre	2014	\$ 750	(2) (4) Clase XXXV	BADLAR más 3,50%	23,56%	2019	750	3	-	-	
- MetroGAS:											
Enero	2013	US\$ 177	Serie A-L	Fija	8,875%	2018	1.155	33	840	-	
Enero	2013	US\$ 18	Serie A-U	Fija	8,875%	2018	118	4	91	-	
- GASA:											
Marzo	2013	US\$ 57	Serie A-L	Fija	8,875%	2015	398	-	262	-	
Marzo	2013	US\$ 1	Serie A-U	Fija	8,875%	2015	7	-	10	-	
						33.657	5.336	20.474	4.296		

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

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

(3) Tasa de interés vigente al 30 de septiembre de 2014.

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

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

de Accionistas, totalizando actualmente dicha aprobación un monto nominal máximo en circulación de US\$ 5.000 millones, o su equivalente en otras monedas. Los fondos provenientes de dicho Programa podrán tener como destino cualquiera de las alternativas previstas en el artículo 3 de la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus normas complementarias.

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

• MetroGas:

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

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

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

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

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

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

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

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

El capital de las nuevas Obligaciones Negociables de MetroGAS Clase A se amortizará en su totalidad a su vencimiento el 31 de diciembre de 2018 en un único pago. Las Nuevas Obligaciones Negociables de MetroGAS Clase A devengarán intereses a una tasa nominal anual del 8,875%. Las Nuevas Obligaciones Negociables de MetroGAS Clase B con vencimiento en 2018 sólo devengarán intereses si se produjere un Hecho Desencadenante (dentro de lo que se encuadra la caducidad anticipada ante supuestos de incumplimiento previstos en las obligaciones negociables emitidas) dentro de la Fecha Límite, y en el caso que no se haya producido el Hecho Desencadenante, las Nuevas Obligaciones Negociables de MetroGAS Clase B serán canceladas automáticamente y MetroGAS nada deberá por ellas. Los intereses de las Series A-L y A-U se pagarán semestralmente por período vencido el 30 de junio y el 31 de diciembre de cada año, si bien MetroGAS ha ejercido la opción de capitalizar el 100% de los intereses devengados entre la fecha de emisión y el 30 de junio de 2013 y el 50% de los intereses devengados entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

- GASA:

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

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

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

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

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

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

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

El capital de las Nuevas Obligaciones Negociables de GASA Clase A se amortizará en su totalidad a su vencimiento el 31 de diciembre de 2015 en un único pago. Si GASA pagase el total de los intereses devengados y no capitalizados hasta dicha fecha, y del capital correspondiente a los intereses que se hubieren capitalizado con arreglo a los términos de emisión, entonces el vencimiento de las nuevas Obligaciones Negociables de GASA operará el 31 de diciembre de 2016. Las Nuevas Obligaciones Negociables de GASA Clase A devengarán intereses a una tasa nominal anual del 8,875%. Las Nuevas Obligaciones Negociables de GASA Clase B con vencimiento en 2015 sólo devengarán intereses si se produjere un Hecho Desencadenante (dentro de lo que se encuadra la caducidad anticipada ante supuestos de incumplimiento previstos en las obligaciones negociables emitidas) dentro de la Fecha Límite, y en el caso que no se haya producido el Hecho Desencadenante, las Nuevas Obligaciones Negociables de GASA Clase B serán canceladas automáticamente 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 2014.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

2.j) Provisiones:

	Provisiones para pensiones		Provisiones para juicios y contingencias		Provisión gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al 31 de diciembre de 2013	168	22	5.020	159	764	926	13.220	289
Aumentos con cargos a resultados	8	-	910	9	630	-	992	2
Aplicaciones con cargos a resultados	-	-	(160)	(35)	(4)	-	-	-
Aumentos por adquisición de subsidiaria	-	-	20	-	21	2	724	14
Cancelaciones por pago/utilización	-	(11)	(16)	(985)	-	(425)	(43)	(100)
Diferencias de conversión	55	6	876	18	159	78	2.160	47
Aumento por adquisición de participación en UTEs	-	-	-	-	-	-	339	153
Reclasificaciones y otros movimientos	(11)	11	(984)	984	(458)	458	-	-
Saldo al 30 de septiembre de 2014	220	28	5.666	150	1.112⁽¹⁾	1.039⁽²⁾	17.392	405

	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

(1) Incluye 776 y 468 de provisiones medioambientales de YPF Holdings Inc. al 30 de septiembre de 2014 y 2013, respectivamente.

(2) Incluye 346 y 277 de provisiones medioambientales de YPF Holdings Inc. al 30 de septiembre de 2014 y 2013, respectivamente.

(3) Incluye 124 de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos que tienen contrapartida en activos, por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013.

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

Por los períodos de nueve y tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

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	
	2014	2013	2014	2013
Ventas ⁽¹⁾	107.746	66.867	39.294	24.997
Ingresos por contratos de construcción	414	251	345	72
Impuesto a los ingresos brutos	(3.957)	(2.299)	(1.430)	(825)
	104.203	64.819	38.209	24.244

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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	
	2014	2013	2014	2013
Existencia al inicio	9.881	6.922	11.977	8.336
Compras	25.515	18.945	7.820	6.595
Costos de producción	49.116	29.727	18.525	10.798
Diferencia de conversión	2.657	1.194	404	548
Existencia final	(12.361)	(8.402)	(12.361)	(8.402)
Costo de ventas	74.808	48.386	26.365	17.875

Gastos

	Períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de					2013
	2014					Total
	Costos de producción	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total	Total
Sueldos y cargas sociales	3.745	1.128 ⁽²⁾	645	147	5.665	4.240
Honorarios y retribuciones por servicios	584	795 ⁽²⁾	148	8	1.535	870
Otros gastos de personal	1.146	180	60	20	1.406	970
Impuestos, tasas y contribuciones	1.652	97	2.511	2	4.262 ⁽¹⁾	2.654 ⁽¹⁾
Regalías, servidumbres y cánones	6.724	-	13	18	6.755	4.069
Seguros	482	15	42	1	540	394
Alquileres de inmuebles y equipos	1.904	20	214	1	2.139	1.377
Gastos de estudio	-	-	-	194	194	19
Depreciación de bienes de uso	13.115	209	336	-	13.660	7.789
Amortización de activos intangibles	107	101	11	31	250	142
Materiales y útiles de consumo	2.310	30	122	4	2.466	1.494
Contrataciones de obra y otros servicios	4.372	83	297	1	4.753	2.174
Conservación, reparación y mantenimiento	7.760	139	178	10	8.087	5.344
Compromisos contractuales	69	-	-	-	69	144
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	687	687	325
Transporte, productos y cargas	2.987	10	2.084	-	5.081	3.504
Provisión para deudores por ventas y otros créditos de cobro dudoso	-	-	116	-	116	3
Gastos de publicidad y propaganda	-	220	110	-	330	139
Combustibles, gas, energía y otros	2.159	89	400	106	2.754	2.045
Total 2014	49.116	3.116	7.287	1.230	60.749	
Total 2013	29.727	1.889	5.555	525		37.696

- (1) Incluye aproximadamente 1.394 y 1.427 correspondientes a retenciones a las exportaciones por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013, respectivamente.
- (2) Incluye 88 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 30 de abril del 2014, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió aprobar como honorario a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2014 la suma de aproximadamente 123.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

	Períodos de tres meses finalizados el 30 de septiembre de					2013
	2014					
	Costos de producción	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total	
Sueldos y cargas sociales	1.197	431	238	64	1.930	1.516
Honorarios y retribuciones por servicios	198	306	58	3	565	319
Otros gastos de personal	421	70	23	5	519	372
Impuestos, tasas y contribuciones	773	19	833	-	1.625 ⁽¹⁾	877 ⁽¹⁾
Regalías, servidumbres y cánones	2.404	-	4	12	2.420	1.404
Seguros	196	6	17	-	219	209
Alquileres de inmuebles y equipos	677	4	81	-	762	476
Gastos de estudio	-	-	-	45	45	5
Depreciación de bienes de uso	5.146	81	116	-	5.343	3.088
Amortización de activos intangibles	38	34	3	2	77	49
Materiales y útiles de consumo	812	5	48	3	868	468
Contrataciones de obra y otros servicios	1.664	29	121	-	1.814	676
Conservación, reparación y mantenimiento	2.940	58	90	5	3.093	1.965
Compromisos contractuales	31	-	-	-	31	46
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	139	139	209
Transporte, productos y cargas	1.043	5	798	-	1.846	1.244
Provisión para deudores por ventas y otros créditos de cobro dudoso	-	-	89	-	89	6
Gastos de publicidad y propaganda	-	48	70	-	118	59
Combustibles, gas, energía y otros	985	23	177	28	1.213	729
Total 2014	18.525	1.119	2.766	306	22.716	
Total 2013	10.798	654	1.986	279		13.717

(1) Incluye aproximadamente 450 y 463 correspondientes a retenciones a las exportaciones por los períodos de tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013, 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 2014 y 2013 ascendió a 137 y 20, respectivamente.

Otros ingresos (egresos), netos

	Períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de		Períodos de tres meses finalizados el 30 de septiembre de	
	2014	2013	2014	2013
	Juicios	(276)	(1.078)	(86)
Venta extensión de la concesión "La Ventana" (Nota 5)	359	-	359	-
Diversos	533	(46)	118	82
	616	(1.124)	391	(6)

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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 2014, la Sociedad ha provisionado los juicios pendientes, reclamos y contingencias cuya pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente, los cuales ascienden a 5.816. Los juicios pendientes y contingencias más significativas provisionados se describen en los próximos párrafos.

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

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

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

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

Mercado de gas natural: A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado. Dicho programa fue implementado, inicialmente, mediante la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles, subsecuentemente reemplazado por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el "Programa") aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaría de Energía. Adicionalmente, la Resolución SE N° 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal resolución deben adquirir el gas natural directamente de los productores) podrán también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución. Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino, requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino ("Requerimientos de Inyección Adicional"). Dichos volúmenes adicionales, no se encuentran contratados por YPF y la fuerzan a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada. Los mecanismos establecidos por las Resoluciones N° 659/2004 y 752/2005 han sido adaptados por la Resolución SE N° 599/2007 modificando las condiciones de imposición de los requerimientos, según sean impuestas a productores firmantes o no firmantes de la propuesta de acuerdo entre la Secretaría de Energía y Productores homologada mediante dicha resolución. Asimismo, mediante la 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

la industria del gas, imponiéndose de esta forma nuevas y más severas restricciones con relación de la disponibilidad del gas por parte de los productores. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado limitaciones a las exportaciones de gas natural (conjuntamente con el Programa y con la Inyección Adicional Permanente, denominadas “Administración de las Exportaciones”). Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta Resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

había comprometido a abonar a TGM contribuciones irrevocables no capitalizables como contraprestación por la ampliación del gasoducto Proyecto Uruguayana; y se condene a AESU/Sulgas - para el caso en que se declare la rescisión del Contrato de Gas por incumplimiento de AESU o Sulgas - a indemnizar en forma solidaria todos los daños y perjuicios que dicha rescisión ocasione a TGM. Adicionalmente, con fecha 10 de julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a US\$ 17 millones y reclamó lucro cesante por US\$ 366 millones, los cuales son considerados improcedentes respecto de YPF, por lo que se contestó esta ampliación de demanda rechazando los argumentos vertidos por TGM.

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

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

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

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

El 27 de diciembre de 2013 se solicitó a la Justicia Contencioso Administrativa que conceda el recurso de queja dándole trámite al recurso de nulidad y declarando que la concesión del mismo posee efectos suspensivos respecto del procedimiento arbitral. Se solicitó adicionalmente que hasta tanto no se conceda el recurso de queja, se conceda una medida cautelar de no innovar para evitar se impulse el procedimiento arbitral hasta tanto se resuelva el recurso de queja y de nulidad interpuesto por YPF. Con fecha 7 de octubre de 2014 la Cámara Contencioso Administrativa Federal dispuso suspender el calendario procesal de la segunda etapa del Arbitraje hasta tanto dicha Cámara se pronuncie en forma definitiva sobre el recurso de nulidad interpuesto por YPF contra el laudo arbitral sobre responsabilidad. Con fecha 8 de octubre de 2014 se le notificó al Tribunal Arbitral de lo resuelto por dicha Cámara sin que hasta la fecha el Tribunal Arbitral se haya expedido al respecto. El 31 de octubre de 2014, el Tribunal Arbitral dispuso la suspensión del Proceso Arbitral hasta el 2 de febrero de 2015.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

Adicionalmente, Nación Fideicomisos S.A. (NAFISA), había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos aplicables al transporte a Uruguiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 por dichos cargos. Se contestó la demanda con fecha 8 de febrero de 2012, planteando la conexidad con el juicio "TGN c/YPF", la incompetencia del ENARGAS para entender en este planteo, la acumulación en el juicio "TGN c/YPF" y rechazando el reclamo fundado en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte. En esta misma fecha, se presentó también en el juicio "TGN c/YPF" similar solicitud de acumulación. El 12 de abril de 2012, ENARGAS resolvió a favor de NAFISA. Con fecha 12 de mayo de 2012 YPF recurrió dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. Con fecha 11

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

de noviembre de 2013, dicha Cámara rechazó el recurso directo interpuesto por YPF. A su vez, con fecha 19 de noviembre de 2013, YPF interpuso el Recurso Ordinario ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación y con fecha 27 de noviembre se interpuso el Recurso Extraordinario, también ante la Corte Suprema. El recurso ordinario fue concedido y oportunamente fundado por YPF. 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 2014, tanto en el mercado local como de exportación, han sido provisionados en la medida que sean probables y puedan ser razonablemente estimados.

Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes:

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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 2014 ascienden a 17.797, se han provisionado 2.151 correspondientes a las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual de la Sociedad. Tal como se menciona previamente, cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una reevaluación de esas estimaciones. La Sociedad no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

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

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

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

Al 30 de septiembre de 2014, el total de provisiones para contingencias medioambientales y otros reclamos registrados por YPF Holdings Inc. asciende a aproximadamente 1.222. La Gerencia de YPF Holdings Inc. considera que ha provisionado adecuadamente todas las contingencias medioambientales, que son probables y que pueden ser razonablemente estimadas, sin embargo, cambios respecto a la situación actual, incluyendo el desarrollo de nueva información o nuevos requerimientos de organismos gubernamentales, podrían provocar variaciones, incluso aumentos, de tales provisiones en el futuro. Las contingencias de mayor significatividad se describen a continuación:

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

En 2004, la EPA y Occidental firmaron una Orden Administrativa de Consentimiento (la "AOC 2004"), mediante la cual TS (en representación de Occidental) acordó realizar estudios y pruebas para identificar el sedimento y la flora y fauna contaminada y evaluar alternativas de remediación en la Bahía de Newark y parte de los ríos

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

eliminación fuera del sitio), (iii) tapado y dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas por más de 6 años (costo estimado: de US\$ 1.000 millones a US\$ 1.900 millones, dependiendo de si hay una "CAD" o una instalación de eliminación fuera del sitio; y (iv) tapado focalizado con dragado de 0,9 millones de yardas cúbicas por más de 3 años (la alternativa propuesta por el PGC). La EPA indicó que había descartado la alternativa (iv) y que actualmente es partidaria de la alternativa (iii). El 11 de abril de 2014, la EPA publicó el FFS final. De la gama de medidas potenciales que se discuten en el FFS, la EPA propuso como su medida preferida para esta área la selección de un dragado de orilla-a-orilla, para quitar 4,3 millones de yardas cúbicas de sedimentos contaminados, que serían, luego, deshidratados localmente y transportados por ferrocarril para su incineración o eliminación en vertederos fuera del sitio. Una tapa de ingeniería (una barrera física construida principalmente de arena y piedra) sería colocada después sobre la zona de dragado orilla-a-orilla para proteger contra la erosión y otras alteraciones físicas. A través de la emisión de su FFS, la EPA estima el costo de la medida preferida para las 8 millas inferiores del Río Passaic en US\$ 1.731 millones (valor presente calculado con una tasa de descuento del 7%).

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

Maxus, al igual que otras partes, presentó sus comentarios ante la EPA.

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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 juez a cargo pidió y celebró una conferencia de conciliación entre el Estado de New Jersey, por una parte, y Repsol S.A., YPF y Maxus, en la otra para discutir las posiciones respectivas, pero la misma no arribó a un consenso.

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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, estaba sujeta a un proceso de aprobación, publicación, período para comentarios y homologación por parte del tribunal interviniente. De acuerdo con los términos del Acuerdo, el Estado de New Jersey acordaría resolver ciertos reclamos relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic, New Jersey, Estados Unidos de América, iniciados contra YPF y algunas de sus subsidiarias, reconociendo además a YPF y a otros participantes en el litigio, un límite de responsabilidad para el caso de que sean condenados, de hasta US\$ 400 millones. Como contraprestación, YPF realizaría un pago en efectivo de US\$ 65 millones al momento de la homologación del Acuerdo.

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

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

Posteriormente, el 20 de agosto de 2014, el Estado de Nueva Jersey y Occidental informaron que lograron un texto de Acuerdo Transaccional. En el marco del mismo, Occidental pagará al Estado de Nueva Jersey US\$ 190 millones en tres cuotas, la última de ellas en junio de 2015. Asimismo, Occidental se compromete a pagar un monto contingente de hasta US\$ 400 millones.

Si la corte aprueba el Acuerdo Transaccional, cuya audiencia está prevista para el 16 de diciembre de 2014, Occidental podría iniciar una moción de juicio sumario contra Maxus y Tierra por el monto del Acuerdo Transaccional. Maxus, por su parte, opondrá todas las defensas que correspondan contra el Acuerdo Transaccional.

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

Con la resolución mencionada en el párrafo anterior, la Juez especial a cargo del caso citará a las partes para definir un nuevo cronograma incluyendo la Vía Procesal IV (relacionada con el reclamo de Occidental bajo la doctrina del "alter ego" entre Maxus y sus accionistas y por la transferencia de activos por parte de YPF y Repsol) para la cual el juicio podría tener lugar entre diciembre de 2015 y enero de 2016.

Al 30 de septiembre de 2014, se ha provisionado un importe total de 438, 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,

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

incluyendo medidas de remediación adicionales o distintas a las consideradas, pudieran ser requeridos. Adicionalmente, el desarrollo de nueva información, la imposición de penalidades o acciones de remediación o el resultado de negociaciones vinculadas a los asuntos mencionados que difieran de los escenarios evaluados por YPF Holdings podrían resultar en la necesidad de incurrir por parte de dicha sociedad en costos adicionales superiores a los actualmente provisionados.

Río Passaic - Milla 10,9 - Acción de Remoción: En febrero de 2012, la EPA presentó a las Partes del Grupo de Cooperación (PGC) una propuesta de Acuerdo administrativo y orden de consentimiento (la AOC RM 10,9) para realizar una Acción de remoción y Estudios piloto destinados a reducir los altos niveles de contaminación de 2, 3, 7, 8-TCDD, PCB, mercurio y otros contaminantes de importancia en las proximidades de la milla 10,9 del Río Passaic (RM 10,9), que comprende una formación de sedimentos ("senegal") de aproximadamente 8,9 acres. En relación con la AOC RM 10,9, la EPA ordenó al PGC proceder a la remoción de aproximadamente 16.000 yardas cúbicas de sedimentos y realizar estudios piloto a pequeña escala con el fin de evaluar diferentes tecnologías ex situ de descontaminación y reutilización beneficiosa, nuevas tecnologías de relleno y técnicas de estabilización in situ, para posibilitar su consideración y posible inclusión en la acción de remoción a ser evaluada en la AOC 2007 y en los Estudios de factibilidad focalizados (FFS, por sus siglas en inglés); técnicas y tecnologías por cualquiera de las cuales se podría optar en uno o más de los instrumentos de decisión subsiguientes. Occidental se negó a suscribir dicha AOC y formalizó su renuncia al PGC, efectiva desde el 29 de mayo de 2012, bajo protesta y mediante reserva de derechos. El 18 de junio de 2012, la EPA anunció la celebración de la AOC para la RM 10,9 con 70 integrantes del PGC. Este documento establecía, entre otros requisitos, la obligación de proporcionar a la EPA una garantía financiera por el cumplimiento de los trabajos, establecida en la suma de US\$ 20 millones. Occidental notificó a la EPA y al PGC su intención de cumplir con dicha orden el 23 de julio de 2012, a lo que siguió su ofrecimiento de buena fe de facilitar la utilización de sus instalaciones de escurrimiento, de fecha 27 de julio de 2012. El 10 de agosto de 2012, el PGC rechazó el ofrecimiento de buena fe de Occidental y, el 7 de septiembre de 2012, el PGC anunció que tenía planes alternativos para la manipulación de los sedimentos que serían excavados en la RM 10,9; por lo que no sería necesaria la utilización de las instalaciones de escurrimiento existentes. Mediante carta del 26 de septiembre de 2012, la EPA señaló a Occidental la necesidad de analizar otras opciones para que Occidental participe y coopere en la acción de remoción de la RM 10,9, según lo dispuesto por la Orden administrativa unilateral. El 18 de septiembre de 2012, la EPA sugirió al PGC del Río Passaic (CAG, por sus siglas en inglés) que los estudios a pequeña escala de las tecnologías de tratamiento no reducían las concentraciones de químicos de modo suficiente para justificar su costo, por lo que los sedimentos de la RM 10,9 debían ser removidos fuera del sitio para su eliminación. Por lo tanto, EPA notificó a OCC, Maxus y Tierra que discutiría otras opciones para determinar cómo podían cumplir con la Orden Administrativa Unilateral. Tierra, en representación de Occidental, trabajó en el primer cuatrimestre de 2014 para preparar una propuesta para la EPA con relación a la milla 10.9. En marzo de 2014 Tierra envió un programa de trabajos para la realización de ciertos estudios, que fueron aceptados de manera condicional por la EPA. 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Adicionalmente, en mayo de 2005, el DEP determinó dos acciones en relación con los emplazamientos de residuos de minerales de cromato ferroso en los condados de Hudson y de Essex. En primer lugar, emitió una directiva dirigida a Maxus, Occidental y a otros dos productores de cromo estableciendo su responsabilidad en el saneamiento del residuo del mineral de cromo en tres sitios ubicados en la ciudad de New Jersey y en la realización de un estudio por medio del pago al DEP de un total aproximado de US\$ 20 millones. Si bien YPF Holdings Inc. considera que Maxus ha sido incluido incorrectamente en el mencionado requerimiento, y que existe poca o ninguna evidencia de que los residuos de mineral de cromo generados por Chemicals hayan sido enviados a alguno de esos sitios, el DEP considera a estas compañías como solidariamente responsables, sin admitir prueba en contrario. En segundo lugar, el Estado de New Jersey demandó a Occidental y a otras dos compañías reclamando, entre otras cosas, el saneamiento de varios sitios en donde se presume se ubican residuos del procesamiento de cromato ferroso, el recupero de los costos incurridos por el Estado de New Jersey para la recuperación de esos lugares (incluyendo más de US\$ 2 millones para cubrir los gastos supuestamente incurridos para estudios e investigaciones) y daños con respecto a ciertos costos incurridos en 18 sitios. El DEP reclama que los demandados sean solidariamente responsables, sin admitir prueba en contrario, para la reparación de la mayoría de los daños alegados. En febrero de 2008, las partes llegaron a un principio de acuerdo, en virtud del cual TS, en nombre de Occidental, acordó pagar US\$ 5 millones y llevar a cabo tareas de remediación en tres sitios, con un costo de US\$ 2 millones aproximadamente. Este acuerdo en principio fue plasmado en un borrador de Fallo Consensuado entre el DEP, Occidental y dos empresas más, el cual fue publicado en el boletín oficial de New Jersey en junio de 2011 y es efectivo a partir de septiembre de 2011. De conformidad con el acuerdo, el pago de los US\$ 5 millones fue realizado en octubre de 2011 y el esquema de remediación de los tres sitios adicionalmente a los sitios remanentes de cromo bajo el AOC de Kearny (aproximadamente 28 sitios) por un período de 10 años fue entregado al DEP recientemente. El DEP indicó que no podía aprobar un término de diez años, por lo tanto se presentó una versión revisada del plan de ocho años que fue aprobado por el DEP el 24 de marzo de 2013.

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

En marzo de 2008, el DEP aprobó un plan provisorio para los trabajos que lleve a cabo TS en el emplazamiento de la planta de Kearny, y TS en conjunto con otras partes, en las proximidades de la planta de Kearny. A la fecha de emisión de los presentes estados contables, los trabajos del plan provisorio han comenzado. Esta propiedad adyacente fue incluida por la EPA dentro de la lista de Prioridades Nacionales en 2007. En julio de 2010, la EPA notificó a TS y otras tres partes que las considera potencialmente responsables por esta propiedad adyacente, y solicitó la ejecución de RI/FS 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 RI/FS AOC con relación al sitio de la Compañía "Standard Chlorine Chemical Company", el cual fue firmado conjuntamente con otras tres partes potencialmente responsables durante el mes de mayo de 2013. Los trabajos in-situ comenzaron durante el cuarto trimestre de 2013, una vez que la EPA otorgó la aprobación del plan de trabajo correspondiente.

En el segundo semestre de 2006, conforme a un pedido del DEP, el GRP ha llevado a cabo pruebas de sedimentos en una parte del río Hackensack, cerca de la mencionada planta de Kearny. El reporte de esos resultados fue presentado al DEP. El GRP presentó un plan de trabajo para llevar a cabo pruebas adicionales

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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 2014, se encuentran provisionados aproximadamente 284 en relación con los temas de cromato ferroso previamente mencionados. El estudio de los niveles de cromo en el suelo aún no ha finalizado y el DEP continúa revisando las acciones propuestas. El costo de sanear estos sitios puede incrementarse dependiendo de la finalización de los estudios, de la respuesta del DEP a los reportes de TS y de nuevos descubrimientos.

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

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 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado un monto total de 140 correspondiente a su participación estimada en los costos de realización de los RI/FS, el trabajo de remediación y otras operaciones y actividades de mantenimiento en este emplazamiento. A la fecha, no puede determinarse el alcance y naturaleza de otras investigaciones o saneamientos que pudieran ser requeridos; no obstante, con el avance de los RI/FS, YPF Holdings Inc. evaluará continuamente el estado del emplazamiento de la planta de Painesville y efectuará todas las modificaciones requeridas, incluyendo aumentos de la provisión que puedan ser necesarios.

Otros emplazamientos: 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 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado un total de 25 en relación con las actividades de remediación de Greens Bayou.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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 RI/FS 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 RI/FS han sido iniciados en el segundo semestre de 2006.

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

YPF Holdings Inc. provisionó 1 al 30 de septiembre de 2014 para afrontar los costos de RI/FS en proporción a su participación. El principal tema pendiente radica en la determinación de la extensión de los estudios de sedimentos en el río que podrían ser requeridos. YPF Holdings carece de suficiente información para determinar costos adicionales que pudieran surgir.

Maxus ha acordado defender a Occidental, como sucesor de Chemicals, en relación a Malone Services Company Superfund en el condado de Galveston, Texas. Este es un antiguo sitio de descarga de residuos donde se alega que Chemicals depositó desechos con anterioridad a septiembre de 1986. Las partes potencialmente responsables, incluyendo a Maxus en nombre de Occidental, formaron un grupo PPR para financiar y desarrollar un RI/FS AOC. El RI/FS ha sido completado y la EPA ha seleccionado una Remediación Definitiva. El Director de la División de Superfund de la EPA ha firmado la Decisión el 20 de septiembre de 2009. El grupo PPR firmó el Acta de Consentimiento en el segundo trimestre de 2012 que se hizo efectiva en Julio 2012. Durante el cuarto trimestre de 2013 el grupo PPR completó la fase de diseño y planeamiento, y los trabajos de remediación se llevarán a cabo en el 2014. Al 30 de septiembre de 2014, YPF Holdings ha provisionado 7 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 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado aproximadamente 29 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 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado 29 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

En 2002 Occidental demandó a Maxus y a TS ante un tribunal del Estado de Dallas, Texas, buscando una declaración de que Maxus y TS tienen una obligación bajo el contrato en virtud del cual Maxus vendió Chemicals a Occidental, de defender e indemnizar a Occidental por determinadas obligaciones históricas de Chemicals, no obstante el hecho de que dicho contrato contiene un plazo límite de doce años para las obligaciones de defensa e indemnidad con respecto a la mayoría de los litigios. TS fue desestimada como parte y la cuestión fue llevada a juicio en mayo de 2006. El tribunal decidió que el período de doce años de plazo límite no se aplicaba y falló contra Maxus. Esta decisión fue confirmada por el Tribunal de Apelaciones en febrero de 2008. Maxus ha apelado esta decisión ante la Corte Suprema de Texas, habiendo sido denegado dicho recurso. Dicha decisión exige que Maxus acepte la responsabilidad por diversas cuestiones, en las cuales ha negado indemnizaciones desde 1998, lo cual podría resultar en costos adicionales a las provisiones actuales de YPF Holdings Inc. para esta cuestión. Maxus ha pagado a Occidental casi US\$ 17 millones relacionados con este reclamo. En marzo 2012, Maxus pagó a Occidental US\$ 0,6 millones, cubriendo así los costos por 2010 y 2011, y en septiembre de 2012 pagó un adicional de US\$ 31 mil cubriendo los costos del primer semestre de 2012. Maxus prevé que los costos de Occidental en el futuro bajo el caso Dallas no excederán a los incurridos en el primer semestre de 2012. Una gran parte de los reclamos que habían sido rechazados por Maxus en virtud del período límite de doce años estaban relacionados con el "Agente Naranja". La totalidad de los litigios pendientes relacionados con el "Agente Naranja" fueron desestimados en diciembre de 2009, y aunque es posible que otros reclamos sean presentados en el futuro por otras partes, se estima que los mismos no originarán pasivos significativos. Adicionalmente, el resto de los reclamos recibidos y que han sido rechazados tienen relación con potenciales afectaciones a las personas ocasionadas por la exposición al monómero de cloruro de vinilo (VCM) y otros productos químicos, no obstante se estima que los mismos no generarían obligaciones significativas. Sin embargo, la decisión judicial implica responsabilidad por reclamaciones futuras, 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 2014, YPF Holdings Inc. provisionó aproximadamente 3 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 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado 7 en relación con este reclamo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

En mayo de 2008, Ruby Mhire y otros (“Mhire”) presentaron una demanda contra Maxus y otros terceros, alegando que las distintas partes, incluyendo un antecesor de Maxus, había contaminado cierta propiedad en Cameron Parish, Louisiana, durante el desarrollo de actividades de petróleo y gas en la misma, y que fuera operada por la compañía predecesora de Maxus desde 1969 hasta 1989. Los demandantes han pedido remediación y otras compensaciones por un monto entre US\$ 159 y US\$ 210 millones. Durante junio 2012 se efectuó una mediación ordenada por la corte. Los demandantes pidieron que Maxus, conjuntamente con dos partes más, paguen US\$ 30 millones para cancelar su obligación, oferta que fue rechazada por los demandados. YPF Holdings cree que la actividad de remediación debería ser relativamente escasa y tiene la intención de defender enérgicamente el caso. Maxus ha interpuesto los alegatos oportunos respondiendo la demanda como así también ha solicitado el cambio de jurisdicción para el tratamiento del asunto. Durante el mes de junio de 2013, Maxus firmó un acuerdo con los demandantes según el cual Maxus realizará pagos escalonados en tres años, y mediante el cual se obligó también a realizar la remediación del sitio. Al 30 de septiembre de 2014, YPF Holdings Inc. ha provisionado 59 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 2014, el capital suscrito es de 3.933 y está representado por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales, divididas en cuatro clases de acciones (A, B, C y D) de valor nominal \$ 10 con derecho a un voto por acción que se encuentra totalmente suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública.

Al 30 de septiembre de 2014, se encuentran emitidas 3.764 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente del Estado Nacional Argentino el voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de cambio de control accionario consentido u hostil, 3) transferencia total de los derechos de exploración y explotación, 4) disolución voluntaria de la Sociedad o 5) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de la República Argentina. En los casos 3) y 4) se requerirá, además, la previa aprobación del Congreso de la Nación Argentina.

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

Durante los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013, YPF ha recomprado 617.527 y 1.047.513 acciones propias emitidas por un monto de 198 y 93, respectivamente, a los fines de cumplimentar con los planes de beneficios basados en acciones que se mencionan en la Nota 1.b.10.iii). El costo de dichas recompras se encuentra expuesto en el patrimonio neto bajo el nombre de Costo de adquisición de acciones propias, mientras que el valor nominal y su ajuste derivado de la reexpresión monetaria efectuada según los Principios de Contabilidad Previos han sido reclasificados de las cuentas Capital suscrito y Ajuste de Capital, a las cuentas Acciones propias en cartera y ajuste integral de acciones propias en cartera, respectivamente.

5. INVERSIONES EN SOCIEDADES Y EN UNIONES TRANSITORIAS DE EMPRESAS

El siguiente cuadro muestra en forma agrupada, atento a no ser ninguna de las sociedades individualmente material, el valor de las inversiones en sociedades vinculadas y en negocios conjuntos al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

	30 de septiembre de 2014	31 de diciembre de 2013
Valor de las inversiones en sociedades vinculadas valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	277	213
Valor de las inversiones valuadas al costo	9	14
Sub-total participaciones en sociedades vinculadas y otras	286	227
Valor de las inversiones en negocios conjuntos valuadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	2.278	1.909
Sub-total participaciones en negocios conjuntos	2.278	1.909
Provisión para desvalorización de participaciones en sociedades	(12)	(12)
	2.552	2.124

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Los principales movimientos ocurridos durante los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013, que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2014	2013
Saldo al inicio del ejercicio	2.124	1.914
Adquisiciones y aportes	94	11
Resultado en inversiones contabilizadas aplicando el método del valor patrimonial proporcional	61	77
Dividendos distribuidos	(293)	(136)
Diferencias de conversión	434	283
Otros movimientos	132	(591) ⁽¹⁾
Saldo al cierre del período	2.552	1.558

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

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

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de resultados de las inversiones en sociedades de la Sociedad, calculadas de acuerdo al valor patrimonial proporcional en las mismas, por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013 (ver Anexo I). YPF ha ajustado, de corresponder, los valores informados por dichas sociedades para adaptarlos a los criterios contables utilizados por la Sociedad para el cálculo del valor patrimonial proporcional en las fechas antes mencionadas:

	Vinculadas		Negocios conjuntos	
	2014	2013	2014	2013
Utilidad neta	(148)	103 ⁽¹⁾	209	(26)
Otros resultados integrales	17	119	417	164
Resultado integral del período	(131)	222	626	138

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

Adicionalmente, tal como se menciona en la Nota 1.a), al 30 de septiembre de 2014, la Sociedad participa en Uniones Transitorias de Empresas y otros contratos similares ("UTES") que otorgan a la Sociedad un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato. La participación en dichas UTES y Consorcios ha sido consolidada línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Para la determinación de la participación en dichas UTES y consorcios se han utilizado los últimos estados contables disponibles al cierre de cada período o ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible. En el Anexo II se incluye un detalle de las UTES más significativas en las que participa la Sociedad, indicando asimismo la naturaleza de la operación.

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

Los activos y pasivos al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 y las principales magnitudes de resultados por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013 de las UTES y consorcios en las que participa la Sociedad se detallan a continuación:

	30 de septiembre de 2014	31 de diciembre de 2013
Activo no corriente	18.500	9.472
Activo corriente	2.506	661
Total del activo	21.006	10.133
Pasivo no corriente	2.327	2.342
Pasivo corriente	4.490	1.247
Total del pasivo	6.817	3.589

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

	Por los períodos de nueve meses finalizados el	
	30 de septiembre de 2014	30 de septiembre de 2013
Costos de producción	5.369	3.315
Gastos de exploración	474	41

Transacciones en UTEs:

- Con fecha 31 de enero de 2014, YPF ha adquirido de Petrobras Argentina S.A. su participación del 38,45% en el contrato de UTE Puesto Hernández que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Puesto Hernández (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en las provincias de Neuquén y Mendoza, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada a través del mencionado contrato de UTE que expira el 30 de junio de 2016 y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Puesto Hernández, convirtiéndose en su operador. Puesto Hernández produce en la actualidad más de 10.000 barriles por día de crudo liviano (calidad Medanito). La transacción se realizó por un monto de US\$ 40,7 millones. YPF, al pasar a ser el operador del Área, podrá acelerar los planes de inversión para optimizar su potencial productivo hasta el año 2027. El monto pagado fue imputado principalmente como bienes de uso.
- Con fecha 7 de febrero de 2014, YPF ha adquirido de Potasio Río Colorado S.A. su participación del 50% en el contrato de UTE Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa formación conocida como "Lajas" que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo el cual se realiza la explotación del área de concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa provenientes del horizonte geológico "Lajas" (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en la provincia de Neuquén, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada por YPF a través del mencionado contrato de UTE que se extendía hasta la finalización de la concesión y/o de cualquier acuerdo o contrato que otorgaría el derecho a seguir explotando el Área y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa "Lajas". La transacción se realizó por un monto de US\$ 25 millones. El monto pagado fue principalmente imputado como bienes de uso.
- YPF y Sinopec Argentina Exploration and Production, Inc., Sucursal Argentina ("SINOPEC") son parte de un Acuerdo de Operación Conjunta sobre el área "La Ventana" situada en la cuenca Cuyana en la Provincia de Mendoza, el cual tenía como fecha de expiración original el 31 de diciembre de 2016. YPF es el titular exclusivo de dicha concesión de explotación cuya fecha de vencimiento era el 14 de noviembre de 2017, y mediante Decreto de la Provincia de Mendoza N° 1465/2011 se prorrogó el vencimiento original por un plazo adicional de 10 años, venciendo en consecuencia la Concesión el día 14 de noviembre de 2027. Con fecha 1 de septiembre de 2014 ("Fecha efectiva") YPF y SINOPEC han prorrogado el plazo del Acuerdo de Operación Conjunta en relación con la Concesión de Explotación de Hidrocarburos sobre el área "La Ventana", hasta el 31 de diciembre de 2026. La prórroga de la Concesión y del Acuerdo de Operación Conjunta implican la continuidad de la participación de las Partes en los derechos y obligaciones derivadas de la Concesión y que a partir de la Fecha efectiva, el porcentaje de participación de YPF se incrementa en un 10% adicional, alcanzando un 70%. La transacción se realizó por US\$ 44 millones, monto que SINOPEC pagará como contraprestación a YPF por la prórroga de la Concesión. Asimismo la operación generó un resultado de 359, el cual fue imputado al rubro otros ingresos (egresos), netos del estado de resultados integrales.

6. SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

La información detallada en los cuadros siguientes muestra los saldos con los negocios conjuntos y las sociedades vinculadas al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, así como las operaciones con las mismas por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

	Al 30 de septiembre de 2014				Al 31 de diciembre de 2013			
	Créditos por ventas		Cuentas por pagar		Créditos por ventas		Cuentas por pagar	
	Corriente	Otros créditos	No corriente	Corriente	Corriente	Otros créditos	No Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:								
Profertil S.A.	64	5	-	97	23	2	-	34
Compañía Mega S.A. ("Mega")	493	16	-	27	489	7	-	28
Refinería del Norte S.A. ("Refinor")	172	75	-	2	79	15	-	4
Bizoy S.A.	10	1	-	-	-	12	-	-
	<u>739</u>	<u>97</u>	<u>-</u>	<u>126</u>	<u>591</u>	<u>36</u>	<u>-</u>	<u>66</u>
Sociedades vinculadas:								
Central Dock Sud S.A.	38	7	625	-	109	5	484	2
Oleoductos del Valle S.A.	-	-	-	32	-	-	-	8
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	-	-	-	30	-	-	-	19
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	-	-	5	-	-	-	1
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	-	-	15	-	-	-	13
Oiltanking Ebytem S.A.	-	-	-	23	-	-	-	20
	<u>38</u>	<u>7</u>	<u>625</u>	<u>105</u>	<u>109</u>	<u>5</u>	<u>484</u>	<u>63</u>
	<u>777</u>	<u>104</u>	<u>625</u>	<u>231</u>	<u>700</u>	<u>41</u>	<u>484</u>	<u>129</u>
	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014				Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013			
	Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos		Ingresos ordinarios	Compras y servicios	Intereses y comisiones ganados (perdidos), netos	
Negocios conjuntos:								
Profertil S.A.	230	275	-		90	172	-	
Mega	1,800	130	-		1,195	206	-	
Refinor	664	51	-		410	50	-	
Bizoy S.A.	13	-	-		16	-	-	
	<u>2,707</u>	<u>456</u>	<u>-</u>		<u>1,711</u>	<u>428</u>	<u>-</u>	
Sociedades vinculadas:								
Central Dock Sud S.A.	183	-	6		94	57	12	
Pluspetrol Energy S.A. ⁽¹⁾	-	-	-		142	54	-	
Oleoductos del Valle S.A.	-	135	-		-	44	-	
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	1	140	-		1	71	-	
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	-	13	-		-	9	-	
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	62	-		-	41	-	
Oiltanking Ebytem S.A.	-	106	-		-	73	-	
	<u>184</u>	<u>456</u>	<u>6</u>		<u>237</u>	<u>349</u>	<u>12</u>	
	<u>2,891</u>	<u>912</u>	<u>6</u>		<u>1,948</u>	<u>777</u>	<u>12</u>	

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

Adicionalmente, en el curso habitual de sus negocios, y atento a ser la principal compañía petrolera de la Argentina, la cartera de clientes/proveedores de la Sociedad abarca tanto entidades del sector privado como así también del sector público nacional, provincial y municipal. Conforme a lo requerido por la NIC 24, "Transacciones con partes relacionadas" dentro de las principales transacciones antes mencionadas se destacan la provisión de fuel oil a CAMMESA que tiene como destino su uso en centrales térmicas y las compras de energía a la misma por parte de YPF, y la venta de energía eléctrica a CAMMESA y compra de fuel oil por parte de YPF Energía Eléctrica (las operaciones de ventas y compras por los períodos de nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2014 ascendieron a 5.372 y 918, respectivamente, y al 30 de septiembre de 2013 ascendieron a 1.698 y 580, respectivamente, mientras que el saldo neto al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 era un crédito de 128 y 455, respectivamente); el servicio de regasificación a ENARSA en los proyectos de regasificación de GNL de Bahía Blanca y Escobar y la compra de Gas Natural a ENARSA el cual es importado por esta última empresa desde la República de Bolivia y de petróleo crudo (las operaciones por los períodos de nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2014 ascendieron a 1.150 y 414, respectivamente, y al 30 de septiembre de 2013 ascendieron a 896 y 477, respectivamente, mientras que los saldos netos al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 eran un crédito de 343 y 430, respectivamente); la provisión de combustible aeronáutico para Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A. (las operaciones por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013 ascendieron a 1.945 y 1.088, respectivamente, mientras que el saldo al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 era un crédito de 220 y 104, respectivamente). Los beneficios por el incentivo para la inyección excedente de gas natural (ver acuerdo de gas en la Nota 11.c) a

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

los presentes estados contables), entre otros, con el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (las operaciones por los períodos de nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2014 y 2013 ascendieron a 5.848 y 3.295, respectivamente, mientras que el saldo al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 era un crédito de 3.923 y 1.787, respectivamente) y la compensación por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial con el Ministerio del Interior (las operaciones por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013 ascendieron a 2.641 y 1.561, respectivamente, mientras que el saldo al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 era un crédito de 383 y 116, respectivamente). Dichas operaciones tienen generalmente como base acuerdos a mediano plazo, y se perfeccionan en función de las condiciones generales y regulatorias, según corresponda, del mercado. Adicionalmente, la Sociedad ha realizado ciertas operaciones de financiación y contratación de seguros con entidades relacionadas con el sector público nacional, tal como se las define en la NIC 24. Las mismas comprenden ciertas operaciones financieras cuyas principales operaciones se describen en la Nota 2.i) a los presentes estados contables y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros y en relación a ello el recupero del seguro por el siniestro ocurrido en Refinería La Plata en el mes de abril de 2013, para mayor detalle ver Nota 11.b).

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

A continuación se detallan las compensaciones correspondientes al personal clave de la Administración de YPF, el cual comprende a los miembros del Directorio y a los Vicepresidentes, siendo estos últimos aquellos que cumplen funciones ejecutivas y que son nombrados por el Directorio, todo ello para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013:

	2014 ⁽¹⁾	2013 ⁽¹⁾
Beneficios de corto plazo para empleados	99	60
Beneficios basados en acciones	33	22
Beneficios posteriores al empleo	3	2
Otros beneficios de largo plazo	-	-
	<u>135</u>	<u>84</u>

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

7. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES

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

Planes de beneficios definidos

	Al 30 de septiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Valor actual de las obligaciones	248	190
Valor de mercado de los activos	-	-
Pérdidas actuariales diferidas	-	-
Pasivo neto reconocido	<u>248</u>	<u>190</u>

Evolución del pasivo por planes de beneficios definidos

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2014	2013
Pasivos al inicio del ejercicio	190	152
Diferencias de conversión	61	33
Costos por intereses	8	4
Beneficios pagados, cancelaciones y enmiendas	(11)	(9)
Pasivos al cierre del período	<u>248</u>	<u>180</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Evolución del activo por planes de beneficios definidos

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2014	2013
Valor de mercado de los activos al inicio del ejercicio	-	-
Contribuciones del empleador y empleados	11	9
Beneficios pagados y cancelaciones	(11)	(9)
Valor de mercado de los activos al cierre del período	-	-

Importes reconocidos en el Estado de Resultados

	Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de	
	2014	2013
Costos del servicio	-	-
Costos por intereses	(8)	(4)
Ganancias (pérdidas) por cancelaciones y enmiendas	-	-
Total registrado en el resultado del período	(8)	(4)

Supuestos actuariales utilizados

	2014	2013
Tasa de descuento	3,25-3,9%	2,5-3,0%
Rendimiento esperado de los activos	N/A	N/A
Aumentos futuros de remuneraciones	N/A	N/A

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

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

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

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

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

8. ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS

Al 30 de septiembre de 2014, los principales contratos en los que la Sociedad es arrendatario corresponden a:

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

- 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 2014 y 2013 ascendieron a aproximadamente 3.892 y 2.623, respectivamente, correspondiendo 1.217 y 1.237 a pagos mínimos y 2.675 y 1.386 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 2014, los pagos futuros estimados relacionados con estos contratos son:

	<u>Hasta 1 año</u>	<u>De 1 a 5 años</u>	<u>A partir del 6 año</u>
Pagos futuros estimados	4.981	4.338	213

9. UTILIDAD NETA POR ACCION

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

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

	<u>Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de</u>		<u>Por el período de tres meses finalizado el 30 de septiembre de</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Utilidad Neta	7.619	3.207	3.212	1.414
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.193.525	392.970.651	391.850.581	392.434.877
Utilidad Neta básica y diluida por acción (Pesos)	19,43	8,16	8,19	3,60

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

10. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El cálculo del cargo devengado contablemente por el Impuesto a las Ganancias para los períodos de nueve y tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	<u>Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de</u>		<u>Por el período de tres meses finalizado el 30 de septiembre de</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Impuesto a las ganancias corriente	5.961	3.041	2.931	1.038
Impuesto diferido	8.377	2.141	1.879	1.473
	<u>14.338</u>	<u>5.182</u>	<u>4.810</u>	<u>2.511</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014 y 2013 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados de cada período, es la siguiente:

	2014	2013
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	21.887	8.383
Tasa impositiva vigente	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada a la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	(7.660)	(2.934)
Efecto de la valuación de bienes de uso y activos intangibles en su moneda funcional	(10.573)	(3.759)
Diferencias de cambio	5.396	2.087
Efecto de la valuación de bienes de cambio en su moneda funcional	(1.203)	(433)
Resultados de inversiones en sociedades	21	27
Resultados exentos Ley N° 19.640 (Tierra del Fuego)	10	5
Diversos	(329)	(175)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>(14.338)</u>	<u>(5.182)</u>

No se han registrado activos por impuestos diferidos por importes de 3.342 y 978 al 30 de septiembre de 2014 y al 31 de diciembre de 2013, respectivamente, los cuales corresponden 1.615 y 559 a diferencias temporarias deducibles no utilizables y 1.727 y 419 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 2014, 1.694 tienen vencimiento entre los años 2017 y 2031, y 33 tienen vencimiento indeterminado.

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

	30 de septiembre de 2014	31 de diciembre de 2013
<u>Activos impositivos diferidos</u>		
Provisiones y otros pasivos no deducibles	2.126	1.723
Quebrantos y otros créditos fiscales	14	45
Diversos	72	115
Total activo impositivo diferido	<u>2.212</u>	<u>1.883</u>
<u>Pasivos impositivos diferidos</u>		
Bienes de uso	(21.627)	(11.659)
Diversos	(1.773)	(1.649)
Total pasivo impositivo diferido	<u>(23.400)</u>	<u>(13.308)</u>
Total impuesto diferido, neto	<u>(21.188)⁽¹⁾</u>	<u>(11.425)</u>

(1) Incluyen 1.241 originado en la combinación de negocio detallada en Nota 13 y 145 por el efecto de conversión.

Al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, se han clasificado como activo por impuesto diferido 97 y 34 respectivamente y como pasivo por impuesto diferido 21.285 y 11.459 respectivamente, que surge de las posiciones netas de impuesto diferido de cada una de las sociedades individuales que forman parte de este estado contable consolidado.

Al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 las causas que generaron imputaciones dentro de los "Otros resultados integrales" no generaron diferencias temporales objeto de impuesto a las ganancias.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

a) Pasivos contingentes

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

- *Asociación 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 dio por terminado el plazo de 60 días de suspensión oportunamente ordenado.

Adicionalmente cabe destacar que la Sociedad ha tomado conocimiento, no obstante no haber sido notificada la demanda, de otros tres reclamos judiciales iniciados por ASSUPA contra i) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge, ii) empresas concesionarias de áreas de la Cuenca Austral y iii) empresas concesionarias de áreas de la cuenca noroeste. 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 - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

de 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 Reconversión Industrial con relación a ciertas instalaciones de YPF, el cual ha sido presentado, no obstante haberse recurrido las resoluciones mencionadas;
 - (ii) Decidió que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado por la reparación del daño ambiental, continuará ante la CSJN.
- *Reclamos ambientales en La Plata*: YPF ha tomado conocimiento de una acción que todavía no ha sido notificada formalmente en la cual el actor reclama la remediación del canal adyacente a la Refinería La Plata, el Río Santiago y otro sector cercano a la costa y, si tal remediación no fuera posible, una indemnización de 500 o la suma a determinar según la evidencia de los daños causados. El reclamo se superpone parcialmente con la demanda realizada por un grupo de vecinos de Refinería La Plata el 29 de junio de 1999, mencionada en la Nota 3 en el acápite “Reclamos ambientales en La Plata y Quilmes”. Consecuentemente, YPF considera que si fuera notificada en esta causa o en cualquier otra vinculada al mismo reclamo, las mismas deberían ser unificadas en la medida que los reclamos se superpongan.

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

restringen 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 555 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. El 6 de agosto de 2009 se abre la causa a prueba y se ha producido la misma. Una vez certificada dicha circunstancia por el Tribunal, pasarán los autos a dictar sentencia.
- *Convenio con Repsol S.A. y otros:*

La Ley N° 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado en acciones, pertenecientes directa o indirectamente a Repsol S.A., sus controlantes o controladas. Asimismo, dicha norma estableció la ocupación temporánea de las acciones alcanzadas por dicha declaración en los términos de la Ley N° 21.499. Con fecha 25 de febrero de 2014, el Gobierno de la República Argentina y Repsol S.A. (“Repsol”) alcanzaron un acuerdo (en adelante, el “Acuerdo”) respecto de la compensación por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase “D” de YPF de conformidad con la Ley N° 26.741 (el “Acuerdo”), en el marco de lo dispuesto por la Ley N° 21.499 de Expropiaciones. En tal sentido, el Ministerio de Economía y Finanzas

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

de la Nación suscribió el documento en el que Repsol se avino a aceptar por todo concepto un pago de US\$ 5.000 millones en bonos soberanos como compensación por la expropiación oportunamente dispuesta. El Acuerdo conlleva el desistimiento de las acciones judiciales y arbitrales promovidas por Repsol –incluso respecto de YPF S.A.– y la renuncia a nuevas reclamaciones. El 27 de febrero de 2014 la República Argentina y Repsol celebraron dicho Acuerdo. Adicionalmente, con fecha 27 de febrero de 2014, la Sociedad y Repsol celebraron un convenio (“Convenio”), por el que principalmente las partes renuncian con ciertas exclusiones a toda acción y/o reclamo recíproco, presente y/o futuro, fundado en causa anterior al Convenio, derivado de la declaración de utilidad pública y sujeción a expropiación de las acciones de YPF de propiedad de Repsol dispuesta por la Ley N° 26.741, la intervención de la empresa, la ocupación temporánea de las acciones declaradas de utilidad pública y la gestión de YPF.

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

El Convenio entrará en vigencia al día siguiente de la fecha en que Repsol notifique a YPF que ha entrado en vigencia el Acuerdo celebrado entre Repsol y el Gobierno de la República Argentina en torno al dictado de la Ley N° 26.741, mencionado precedentemente.

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

Por su parte, mediante la sanción de la Ley N° 26.932 se declaró cumplido el objetivo de los artículos 7, 11 y 12 de la Ley N° 26.741, y del artículo 12 de la Ley N° 21.499, y en consecuencia, se ratificó el Acuerdo.

La Ley N° 26.932 fue promulgada por el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el dictado del Decreto N° 600/2014 (B.O. 28/04/2014).

Por último, se hace saber que con fecha 8 de mayo de 2014, YPF ha sido notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo.

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

b) Activos contingentes

- El 2 de abril de 2013 las instalaciones de YPF en la refinería La Plata fueron afectadas por un severo temporal sin precedentes, el cual determinó el incendio y consecuente afectación de las unidades de Coke A y Topping C en dicha refinería. En términos operativos, el incidente mencionado afectó en forma temporal la capacidad de procesamiento de crudo de la Refinería, la cual dejó fuera de servicio la totalidad del Complejo durante algunos días. En este orden, durante los 7 días posteriores al suceso se logró restablecer aproximadamente 100 mbbbl/día de la capacidad de procesamiento mediante la puesta en marcha de dos unidades de destilación (Topping IV y Topping D). La unidad de Coke A quedó fuera de servicio en forma definitiva y la unidad de Topping C se puso en marcha nuevamente a fines de mayo, luego de un esfuerzo técnico y humano de gran relevancia. Atento a lo mencionado previamente, YPF continúa con el proceso de liquidación del siniestro a la compañía aseguradora.

Sobre la base de la documentación aportada a los liquidadores designados por las compañías reaseguradoras, y luego del análisis realizado por los mismos, en noviembre de 2013 YPF solicitó un pago a cuenta de la indemnización total que resulte de este proceso de US\$ 300 millones. Este anticipo fue aceptado, reconocido y pagado por los reaseguradores y, en consecuencia, registrado por YPF en su estado de resultados integrales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013. Asimismo, YPF continúa en el proceso de liquidación del reclamo por la pérdida de beneficio. Se han efectuado presentaciones a las aseguradoras por algunos períodos subsiguientes y en consecuencia se ha solicitado un segundo pago parcial de US\$ 130 millones, el cual fue recibido durante el tercer trimestre de 2014. El período de indemnización por las pérdidas de beneficio por este siniestro, se extenderá hasta el 16 de enero de 2015.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014, en aplicación de las normas contables, la Sociedad ha registrado una ganancia de 1.632, que fueron registrados en el estado de resultados integrales en los rubros Ingresos Ordinarios y Costo de Ventas en función de la naturaleza del concepto reclamado.

- Cerro Divisadero: El 21 de marzo de 2014 se produjo un incendio que afectó las instalaciones de la planta de Tratamiento de Crudo de Cerro Divisadero en Mendoza, perteneciente al negocio Mendoza Norte, ubicada 59 km al sur de la ciudad de Malargüe. En la instalación mencionada se trataba la producción de los activos Malargüe Norte y Malargüe Sur y como consecuencia del evento se sufrió la pérdida casi total de las instalaciones y su consiguiente pérdida de producción.

El evento fue informado a los aseguradores/reaseguradores correspondientes y en la actualidad YPF se encuentra en el proceso de evaluación de los costos de reconstrucción de la planta como así también de la pérdida de producción.

c) Compromisos contractuales, principales regulaciones y otros

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

recurrió la misma y aclaró expresamente que la firma del Acuerdo 2007-2011 no significaba el reconocimiento de la validez de dicha normativa. Con fecha 22 de junio de 2007, la Dirección Nacional de Hidrocarburos informó la obtención de un nivel de suscripción suficiente del Acuerdo 2007-2011. Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

Adicionalmente, con fecha 4 de octubre de 2010, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS mediante la cual se aprueba un "Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas" que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, estableciendo en consecuencia nuevas y más severas restricciones a la disponibilidad de gas por parte de los productores, y según se menciona a continuación. En virtud de este procedimiento las Distribuidoras quedan habilitadas a nominar todo el gas necesario para atender la Demanda Prioritaria, aun cuando se trate de volúmenes que excedan los que la Secretaría de Energía les hubiese asignado en virtud del Acuerdo homologado por la Resolución SE N° 599/07. Los Productores están obligados a confirmar todo el gas natural requerido por las Distribuidoras para abastecer la Demanda Prioritaria. Las participaciones de los productores en tales volúmenes están en línea con las participaciones determinadas según el Acuerdo 2007-2011. No existe entonces una previsibilidad de la demanda estimada del mercado argentino que deberá ser satisfecha por los productores, con independencia de ser un productor "firmante o no firmante" del Acuerdo 2007-2011 homologado por la Resolución SE N° 599/07. Abastecida la Demanda Prioritaria, se deben confirmar los volúmenes solicitados por el resto de los segmentos, quedando en el último orden de prioridades las exportaciones. En caso que las programaciones no arrojen un resultado sustentable, con respecto al objetivo de mantener en equilibrio y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución, se llevará a cabo la reprogramación y los redireccionamientos que resulten necesarios. En caso que las confirmaciones del productor sean por un volumen menor al solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones redireccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la Demanda Prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detruido de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas. Así, este procedimiento impone una obligación "solidaria" de suministro a todos los productores en caso de una inyección deficiente de un productor. La Sociedad ha recurrido la validez de la Resolución N° 1410/2010.

Con fecha 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 1º de diciembre de 2011. Con fecha 24 de noviembre de 2011 se dictó la Resolución ENARGAS N° 1991 ampliando los sujetos alcanzados por el cargo mencionado. YPF ha recurrido estas resoluciones. El 13 de abril de 2012, una medida cautelar fue concedida en relación con la planta de procesamiento El Portón, suspendiendo los efectos de estas resoluciones con respecto a la mencionada planta. El 7 de abril de 2014 se publicó la Resolución de la

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Secretaría de Energía N° 226/2014 por medio de la cual se fijan los nuevos precios en boca de pozo por cuenca destinados para las ventas de gas al segmento Residencial y Comercial del servicio completo y GNC que en un bimestre/mes: (i) registre un ahorro superior al 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior; y (ii) registre un ahorro de entre el 5% y el 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior. Se fijan asimismo los nuevos precios por cuenca para los usuarios del servicio completo del área geográfica de Camuzzi Gas del Sur, en atención a las implicancias climáticas que se suscitan en la zona geográfica sur de nuestro país.

- *Requerimientos regulatorios de hidrocarburos líquidos:* La Resolución SE N° 1.679/04 reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto del Poder Ejecutivo N° 645/02, y ordenó a los productores, comercializadores, compañías refinadoras y cualquier otro agente del mercado que estuviere interesado en exportar gasoil o petróleo crudo a que registren esa operación y prueben que la demanda interna se encuentra satisfecha y que han ofrecido al mercado local el producto a ser exportado. Asimismo, la Resolución SE N° 1.338/06 incorporó otros productos 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 expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gas oil en todo el territorio de la República Argentina. Para ello, requiere respetar como mínimo, los volúmenes abastecidos en igual mes del año inmediato anterior, más la correlación positiva existente entre el incremento de la demanda de gas oil y el incremento del Producto Bruto Interno, acumulada a partir del mes de referencia. La comercialización citada deberá efectuarse sin que se altere, perjudique o distorsione el funcionamiento del mercado de gas oil.

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

- *Acuerdo gas natural:* En diciembre de 2012, YPF y otras compañías productoras de gas de la Argentina acordaron con la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones de Hidrocarburos (la "Comisión") establecer un plan de incentivos para la Inyección Excedente (todo gas inyectado por encima de un nivel base) de gas natural. El 14 de febrero 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 de la Comisión. Dicha resolución crea formalmente el “Programa de Estimulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”. Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas fueron invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural ("los proyectos") con la Comisión, a fin de recibir un precio de 7,5 US\$/MBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos deberán cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución 1/2013, y estará sujeto a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años, prorrogables a petición del beneficiario, y sujetos a la decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llega al aumento de la producción comprometida de su proyecto y que fuera aprobado por la Comisión, tendrán que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto. Similar programa prevé la Resolución N° 60/2013, reglamentada por la Resolución N° 83/2013, para aquellas empresas que no cumplieran los requisitos de la Resolución N° 1/2013 y para las que no hubieran alcanzado a inscribirse bajo esta Resolución. El precio a remunerar bajo el programa instaurado en la Resolución N° 60/2013 varía entre 4 USD/MBtu y 7,5 USD/MBtu, según la curva de mayor producción alcanzada por la empresa beneficiaria del programa.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

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

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

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

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

Asimismo, con fecha 24 de julio de 2013, YPF, a efectos de viabilizar la realización de un proyecto de hidrocarburos No Convencionales, suscribió con la Provincia de Neuquén un Acta Acuerdo mediante el cual se acordó: i) escindir de la concesión Loma La Lata – Sierra Barrosa una superficie de 327,5 km²; ii) incorporar dicha superficie escindida a la superficie de la concesión Loma Campana, conformando una superficie de 395 km²; y iii) prorrogar la concesión de explotación Loma Campana por el término de 22 años a partir de su vencimiento (venciendo la misma el 11 de noviembre de

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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 (entre las cuales se encuentra “La Ventana”) y de las concesiones de transporte que se encuentran en el territorio de dicha provincia a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento.

Mediante la suscripción del Acta Acuerdo YPF asumió ciertos compromisos dentro de los cuales se encuentran: i) realizar en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo un Pago Inicial por un monto total de US\$ 135 millones; ii) pagar a la Provincia un “Canon Extraordinario de Producción” equivalente al 3% de la producción de las áreas incluidas en el Acta Acuerdo. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria por disminución de los derechos de exportación o incrementos del precio promedio mensual de petróleo crudo y/o gas natural de acuerdo a un mecanismo y valores de referencia establecidos en el Acta Acuerdo;

iii) realizar tareas de exploración y ciertas inversiones y erogaciones por un monto total de US\$ 4.113 millones hasta el vencimiento del período extendido de las concesiones, de acuerdo a lo previsto en el Acta Acuerdo; iv) abonar anualmente en carácter de donación el equivalente al 0,3% del monto pagado como “Canon Extraordinario de Producción” para ser destinado a un Fondo para el Fortalecimiento Institucional, destinado a la compra de equipamiento, capacitación, entrenamiento e incentivo del personal, logística y gastos operativos de diversos organismos de la Provincia de Mendoza designados en el Acta Acuerdo, entre otros.

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

- Salta: El 23 de octubre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Salta un acta acuerdo a efectos de extender por 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento. Las empresas firmantes del acta acuerdo (YPF, Tecpetrol S.A., Petrobras Argentina S.A., Compañía General de Combustibles S.A. y Ledesma S.A.A.I.) mediante la suscripción del Acta Acuerdo asumieron, entre otros, los siguientes compromisos: (i) la realización en el área Aguaragüe, en las fechas indicadas en el Acta Acuerdo y durante los primeros 2 años, las siguientes inversiones: un monto mínimo en planes de desarrollo, consistentes en la perforación de pozos de desarrollo (al menos 3) y ampliación de facilidades de producción y tratamiento de hidrocarburos, de US\$ 36 millones, (ii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un aporte especial extraordinario equivalente al 25% del monto dinerario correspondiente a las regalías del 12% previstas en los art. 59 y 62 de la Ley 17.319, (iii) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes reconocerán a favor de la provincia un pago adicional al aporte especial extraordinario, exclusivamente cuando se verifiquen condiciones de renta extraordinaria en la comercialización de la producción de petróleo crudo y gas natural proveniente de las concesiones, en virtud del incremento de precios obtenidos por cada parte, a partir de la suma de US\$ 90/bbl en el caso de la producción de petróleo crudo y de la suma equivalente a 70% del precio del gas de importación, (iv) YPF y cada una de las empresas asociadas firmantes abonarán a la provincia, y en la proporción que le corresponda a cada una, por única vez la suma de US\$ 5 millones en concepto de bono de prórroga, (v) YPF y las empresas asociadas firmantes se comprometen a que se efectúen inversiones por un monto mínimo de US\$ 30 millones en tareas de exploración complementarias que deberán ejecutarse en las concesiones.
- Chubut – Concesiones El Tordillo – La Tapera y Puesto Quiroga: El 2 de octubre de 2013 se publicó la ley de la Provincia de Chubut que aprueba el Acuerdo de Extensión de las Concesiones de Explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga ubicadas en la Provincia de Chubut. YPF es titular del 12.196% de dichas concesiones mientras que Petrobras Argentina S.A. es titular del 35.67% y TECPETROL S.A. es titular del restante 52.133%. Las Concesiones fueron extendidas por el plazo de 30 años contados a partir del año 2017. Los principales términos y condiciones acordados con la Provincia de Chubut comprenden el compromiso por parte de todas las empresas que integran las UTEs de realizar los siguientes pagos y aportes: (i) Pago de US\$ 18 millones en concepto de Bono de Reparación Histórica (ii) Pago de Bono de Compensación equivalente a un 4% fijo sobre la producción de gas y petróleo desde el año 2013 (el cálculo se realiza como una regalía adicional); (iii) realizar gastos e inversiones relacionados con cuidado y protección del medio ambiente; (iv) mantener un número mínimo de equipos de perforación y work-over en actividad; (v) luego de vencidos los 10 primeros años de prórroga, se preveé la adquisición de un 10% de participación en las Concesiones de explotación por parte de PETROMINERA.
- Chubut - Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol – Escalante: El 26 de diciembre de 2013, YPF suscribió con la Provincia de Chubut un Acuerdo para la extensión del plazo de duración original de las Concesiones de Explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. El Acuerdo de Extensión fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Chubut con fecha 17 de enero de 2014 y por el Directorio de la Sociedad con fecha 24 de febrero de 2014, dando de esta manera cumplimiento a las condiciones suspensivas previstas en el Acuerdo de Extensión.

Los siguientes son los principales términos y condiciones acordados con la Provincia de Chubut: YPF es titular del 100% de las concesiones de explotación, con excepción de la concesión Campamento Central – Cañadón Perdido en la cual, ENAP SIPETROL S.A. es titular del 50%. Se prorrogan por el término de 30 años los plazos de las concesiones de explotaciones que vencían en los años 2017 (Campamento Central – Cañadón Perdido y El Trébol – Escalante), 2015 (Restinga Alí) y 2016 (Manantiales Behr).

YPF asumió, entre otros, los siguientes compromisos: (i) abonar un Bono de Compensación histórica US\$ 30 millones; (ii) pagar a la Provincia del Chubut el Bono de Compensación de los Hidrocarburos equivalente al 3% de la producción de petróleo y gas (calculado como regalía adicional); (iii) cumplir

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

con un compromiso mínimo de inversiones; (iv) mantener contratados y activos, un número mínimo de equipos de perforación y work-over; y (v) ceder a PETROMINERA S.E. un 41% de la participación de YPF en las concesiones de explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga (equivalentes a un 5% del total de dichas concesiones) y en las UTEs asociadas a las mismas.

- Tierra del Fuego: La Sociedad ha negociado con el Poder Ejecutivo de la provincia de Tierra del Fuego los términos para extender sus concesiones en dicha provincia, habiendo suscripto con fecha 18 de diciembre de 2013 los Acuerdos de Extensión para las concesiones Tierra del Fuego (hasta el 14 de noviembre de 2027), Los Chorrillos (hasta el 18 de abril de 2026) y Lago Fuego (hasta el 6 de noviembre de 2027). Con fecha 10 de octubre de 2014, se promulgaron las leyes N° 998 y N° 997, las cuales aprobaron los acuerdos de prórroga.

– *Acuerdos de Proyectos de Inversión*

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

Durante el mes de septiembre de 2013 y luego de cumplirse con condiciones precedentes (entre las que se encuentra el otorgamiento de una extensión del plazo de la concesión Loma Campana hasta el año 2048 y la unitización de dicha concesión con el sub-área Loma La Lata Norte), Chevron realizó el desembolso inicial de US\$ 300 millones.

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

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

La Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CHNC, pero dado que en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes de CHNC ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en CHNC. Consecuentemente, según lo requerido por las NIIF, la Sociedad ha valuado su participación en CHNC al costo, el cual no es significativo, y no ha registrado resultado alguno por la mencionada participación durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014.

Durante los nueve meses transcurridos del ejercicio 2014, YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de gas y crudo por parte de YPF por 1.481. Dichas transacciones se perfeccionarán en función de las condiciones generales y regulatorias del mercado. El saldo neto a pagar a CHNC al 30 de septiembre de 2014 asciende a 548.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

Durante abril de 2014, YPF y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron, han completado exitosamente la segunda fase del Acuerdo del Proyecto de Inversión y Chevron ha confirmado su decisión de continuar en el proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área de Loma Campana, dando comienzo a la tercera fase del mismo. La duración de esta tercera fase abarca toda la vida del proyecto, hasta la terminación de la concesión de Loma Campana. En la actualidad, se encuentran operando 18 equipos de perforación en el área mencionada, y se extraen más de 7 mil barriles equivalentes de petróleo diarios al porcentaje de participación.

Durante abril de 2014, YPF y Chevron han firmado un nuevo Acuerdo de proyecto de Inversión con el objetivo de la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Neuquén, dentro del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Narambuena, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron. La inversión se desembolsará en dos etapas.

En función de los resultados que arrojen las actividades exploratorias, ambas empresas estiman continuar con la realización de un proyecto piloto y posterior desarrollo total del área mencionada, compartiendo las inversiones al 50%.

- Con fecha 23 de septiembre de 2013, la Sociedad y Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisur S.A. (ambas en adelante “Dow”) han firmado un Acuerdo (“el Acuerdo”) que contempla un desembolso por ambas partes de hasta US\$ 188 millones que se destinarán a la explotación conjunta de un proyecto piloto de gas no convencional en la provincia del Neuquén, de los cuales Dow aportaría hasta US\$ 120 millones a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, que contempla una primera fase de trabajo en la que se perforarían 16 pozos. Al 30 de septiembre se encuentran perforados 9 pozos de los cuales 5 pozos están completados.

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 2014, la Sociedad ha recibido los primeros tramos de la mencionada transacción por un importe total de US\$ 60 millones, los cuales han sido registrados en el rubro “Préstamos” del balance general. Con fecha 24 de octubre de 2014, la Sociedad ha recibido US\$ 30 millones adicionales, totalizando a la fecha de emisión de los presentes estados contables US\$ 90 millones.

- Con fecha 6 de noviembre de 2013, la Sociedad y Petrolera Pampa S.A. (en adelante “Petrolera Pampa”) han firmado un acuerdo de inversión por el cual Petrolera Pampa se compromete a invertir US\$ 151,5 millones a cambio del 50% de participación en la producción de los hidrocarburos del área Rincón del Mangrullo en la Provincia del Neuquén correspondiente a la “Formación Mulichinco” (en adelante el “Área”), en la cual YPF será operador del Área.

Durante una primera etapa (que deberá ser completada en un plazo de 12 meses), Petrolera Pampa se ha comprometido a invertir US\$ 81,5 millones para la perforación de 17 pozos y la adquisición e

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

interpretación de aproximadamente 40 km² de sísmica 3D. Adicionalmente, la Sociedad sumará una inversión equivalente para la perforación de 17 pozos adicionales de los cuales tendrá derecho a obtener el 100% de lo producido.

Al 30 de septiembre, por la primera etapa correspondiente a lo comprometido por Petrolera Pampa, se encuentran perforados 16 pozos, de los cuales 14 están completados.

Una vez concluida la primera etapa de inversión Petrolera Pampa podrá optar por continuar con una segunda fase de inversiones (a ser completada en un plazo de 12 meses) que contempla una inversión de US\$ 70 millones para la perforación de 15 pozos.

Finalizadas las dos etapas, las Partes podrán llevar adelante las inversiones necesarias para el desarrollo futuro del Área de acuerdo a los porcentajes de participación respectiva (50% cada una de ellas).

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

La etapa piloto se iniciará una vez firmados los documentos definitivos y cumplidas ciertas condiciones precedentes. Realizados los aportes de cada fase anual, Petronas tendrá la opción de salir del acuerdo de desarrollo conjunto mediante la entrega de su participación en la concesión. Si Petronas ejerciera este derecho de salida, tendrá acceso al 50% del valor de la producción neta de los pozos perforados hasta el ejercicio de los derechos de salida. Luego de que el total de los compromisos de las partes hayan sido cumplidos, cada una de las partes aportará el 50% del programa de trabajo y el presupuesto de costos de acuerdo con los documentos del proyecto. YPF será el operador del área y cederá una participación del 50% a Petronas. El Acuerdo prevé un período de exclusividad para la negociación y firma de una serie de contratos definitivos cuya entrada en vigencia quedará supeditada al cumplimiento de una serie de condiciones precedentes a ser cumplidas antes del 31 de diciembre de 2014 que refieren principalmente a la titularidad de la concesión del área, un plazo de 35 años para el nuevo título de concesión de explotación y el marco impositivo del proyecto, incluyendo compromisos promocionales, tributarios y de regalías, con el objetivo de iniciar la actividad del piloto La Amarga Chica en el primer trimestre de 2015.

Finalmente, el Acuerdo prevé que ambas compañías evaluarán ampliar la asociación estratégica a otras áreas exploratorias con potencial para recursos no convencionales.

- *Principales normas aplicables a las actividades de MetroGAS:* el sistema de distribución de gas natural está regulado por la Ley N° 24.076 (la "Ley del Gas") que, junto con el Decreto del Poder Ejecutivo N° 1.738/92, otros decretos regulatorios, el Pliego, el Contrato de Transferencia y la Licencia de Distribución (la "Licencia"), establecen el marco legal de la actividad de MetroGas. La Licencia de Distribución autoriza a MetroGAS a suministrar el servicio público de distribución de gas por un plazo de 35 años (por el cual MetroGAS puede requerir su renovación por un período adicional de 10 años al vencimiento, todo lo cual estará sujeto a evaluación del ENARGAS) en su área de servicio.

La Licencia, el Contrato de Transferencia y las normas dictadas de acuerdo a la Ley del Gas contienen ciertos requisitos en relación con la calidad del servicio, las inversiones de capital, restricciones a la transferencia y constitución de gravámenes sobre los activos, restricciones a la titularidad por parte de productores, transportadoras y distribuidoras de gas y transferencia de acciones de MetroGAS.

La Ley del Gas y la Licencia crearon el ENARGAS como entidad reguladora para administrar y llevar a cabo lo establecido por la Ley del Gas y las regulaciones aplicables. En este orden, las tarifas para el servicio de distribución de gas fueron establecidas en la Licencia y están reguladas por el ENARGAS. La Ley de Emergencia Pública sancionada en 2002 estableció la suspensión del régimen original de actualización de tarifas previsto en la Licencia.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

Con fecha 26 de marzo de 2014, en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos dispuesto por la Ley N° 25.561 y complementarias, MetroGAS suscribió un Acuerdo Transitorio con la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), por el cual se acuerda en forma transitoria un régimen tarifario de transición que permita la obtención de recursos adicionales a los que estaba percibiendo por la aplicación de la Resolución ENARGAS N° I/2407 del 27 de diciembre de 2012, en la cual se había estipulado el cobro de un monto fijo por factura diferenciado por categoría de usuario, con destino a la ejecución de obras y cuyo producido debía ser depositado en un Fideicomiso creado al efecto. El nuevo Acuerdo Transitorio, ratificado por el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 445/2014, establece un régimen tarifario de transición a partir del 1° de abril de 2014, consistente en la readecuación de precios y tarifas considerando los lineamientos necesarios para mantener la continuidad del servicio y criterios comunes a las demás empresas licenciatarias de Distribución e incorpora en sus cláusulas un mecanismo de monitoreo de costos sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones, e índices de precios representativos de tales costos, que bajo ciertas premisas activa el inicio de un procedimiento de revisión, mediante el cual el ENARGAS evaluará la real magnitud de la variación de los costos de explotación e inversiones de la Licenciataria, determinando si corresponde el ajuste de la tarifa de distribución.

Con fecha 27 de marzo de 2014, el Gobierno Nacional anunció también un esquema de readecuación de subsidios y la Secretaría de Energía de la Nación con fecha 31 de marzo de 2014, dictó la Resolución SE N° 226/14 mediante la cual se considera que resulta necesario determinar un conjunto de nuevos precios para el gas natural y un esquema que procure un consumo racional del mismo, incentivando el ahorro para generar un uso responsable. En ese marco se establecen nuevos precios del gas natural para los usuarios Residenciales para cada cuenca de producción y categoría de usuario, y esos nuevos precios serán de aplicación bajo un mecanismo de comparación con los consumos de igual bimestre/mes del año anterior.

Considerando lo descripto precedentemente, el impacto real en los niveles de ingresos y en los costos de MetroGAS, dependerá de una variable ajena a su control, que es la reducción de consumo que puedan tener sus usuarios, el que además no dependerá exclusivamente de las acciones que cada uno individualmente pueda realizar para reducir su consumo, sino también de los efectos por cambios en las variables climáticas entre ambos periodos de comparación.

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

– *Marco Regulatorio de la industria de la energía eléctrica en la República Argentina.*

Marco Legal: La Ley N° 24.065, sancionada en 1992 y reglamentada por el Decreto N° 1.398/92, ha establecido el marco regulatorio básico del sector eléctrico hoy vigente (el “Marco Regulatorio”). Dicho Marco Regulatorio se encuentra complementado por las normas que dicta la Secretaría de Energía de la Nación (“SE”) para la generación y comercialización de energía eléctrica, entre las que se incluye la Resolución ex Secretaria de Energía Eléctrica N° 61/92 “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el cálculo de Precios” junto con sus resoluciones modificatorias y complementarias.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) es el organismo de regulación, fiscalización y control de la industria de la energía eléctrica y, en esa calidad, es el responsable de hacer cumplir la Ley N° 24.065.

El despacho técnico, la programación y la organización económica del Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”) y del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) es responsabilidad de CAMMESA. CAMMESA actúa, asimismo, como entidad recaudadora de todos los agentes del MEM.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

Entre las principales resoluciones modificatorias y complementarias del sector, es importante destacar las que se mencionan a continuación, tomando en consideración el negocio de generación de YPF Energía Eléctrica S.A.:

- Resolución SE N° 146/2003: la presente resolución estableció el marco por medio de la cual los generadores pueden solicitar financiamiento para realizar obras de mantenimientos mayores o extraordinarios con el objetivo de mantener la disponibilidad de sus unidades. Dicho financiamiento puede ser cancelado con resultados futuros de su negocio de generación como así también realizar pre cancelaciones al mismo. En el marco de la presente, YPF Energía Eléctrica, como continuadora de las operaciones de las Centrales Térmicas Tucumán y San Miguel de Tucumán, ha solicitado financiamiento para hacer frente a su plan de mantenimientos y mejora de disponibilidad de las centrales de Tucumán y aportando sus Liquidaciones de Venta sin Fecha de Vencimiento a Definir (“LVFVD”) para realizar precancelaciones a los montos financiados.
- Resolución SE N° 406/2003: por medio de la cual se dispuso un mecanismo de prioridades de cobro de los diferentes conceptos remunerativos de las centrales de generación de electricidad. De esta forma se priorizó el cobro de los conceptos relativos a los costos variables y cobro de la potencia puesta a disposición del sistema y por último los montos relativos a los márgenes de generación por las ventas realizadas en el mercado Spot según la curva de contratos con Grandes Usuarios registrada entre Mayo y Agosto de 2004. Para éstos últimos, y para los casos en que CAMMESA no dispusiera de una fecha cierta de cancelación, emitió LVFVD.
- Acuerdo de Generadores 2008-2011: El 25 de noviembre de 2010 se firmó entre la SE y las principales empresas de generación de energía eléctrica el “Acuerdo para la gestión y operación de proyectos, aumento de la disponibilidad de generación térmica y adaptación de la remuneración de la generación 2008-2011” (en adelante el “Acuerdo de Generadores”). Este Acuerdo de Generadores tuvo como objeto establecer el marco, las condiciones y los compromisos a asumir por las partes para continuar con el proceso de adaptación del MEM, viabilizar el ingreso de nueva generación para cubrir el aumento de la demanda de energía y potencia en dicho Mercado, determinar un mecanismo para la cancelación de las acreencias consolidadas de los generadores correspondientes al período comprendido entre el 1° de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 y el reconocimiento de la remuneración global que corresponde a los Agentes Generadores del MEM que adhieran a dicho Acuerdo de Generadores. El Acuerdo de Generadores previó un incremento en la remuneración por la “Potencia Puesta a Disposición” de los generadores térmicos adherentes y en los valores máximos reconocidos para los costos variables de mantenimiento y otros no combustibles. YPF Energía Eléctrica como sociedad continuadora de la operación de las centrales del Complejo de Generación El Bracho, posee acreencias con CAMMESA, derivadas del presente acuerdo.
- Resolución SE N° 95/2013: la presente resolución dispone un nuevo esquema de remuneraciones basado en los conceptos que se describen a continuación y discriminados en función del tamaño y el tipo de tecnología de generación utilizada. Los conceptos remunerativos definido corresponden a: a) remuneración de los costos fijos, b) remuneración de los costos variables no combustibles, c) remuneración adicional directa y d) remuneración adicional indirecta, la cual será destinada a conformar un fideicomiso para el desarrollo de obra de infraestructura de energía eléctrica. Para acceder a dichas remuneraciones es necesario aceptar los términos y condiciones establecidos por la norma. YPF Energía Eléctrica, se ha acogido al presente régimen, con fecha 9 de agosto y en forma retroactiva al 1 de febrero de 2013. Entre otras cuestiones establecidas por la presente resolución, debe destacarse que la misma estableció que desde la fecha de entrada en vigencia de esta resolución quedará suspendida, hasta tanto la SE disponga lo contrario, la celebración de nuevos contratos y/o la renovación de contratos existentes entre generadores y grandes usuarios (con excepción de los contratos enmarcados en la Resolución SE N° 1.281/2006 “Energía Plus” y la Resolución SE N° 220/2007 entre otros). Asimismo dispone que a partir de la fecha de vencimiento de los contratos existentes los grandes usuarios pasarán a realizar sus compras de energía a través del organismo encargado del despacho (CAMMESA). Del mismo modo dispone que los contratos de aprovisionamiento de combustibles solo serán reconocidos mientras se encuentren vigentes no pudiendo celebrarse nuevos ni renovarse los actuales a partir de su fecha de vencimiento.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

- Resolución SE N° 529/2014: la presente resolución reemplaza el esquema de remuneraciones contemplado en la Resolución SE N° 95/2013, incrementando el cuadro tarifario de los 4 conceptos remunerativos allí establecidos. En lo referido específicamente a Costos Fijos establece un aumento relacionado a la disponibilidad de cada Agente Generador. Incorpora asimismo un nuevo esquema de remuneración de los Mantenimientos no Recurrentes cuyo objetivo es el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la Secretaría de Energía. Lo definido en la presente resolución será de aplicación a partir de las transacciones económicas de febrero de 2014 para los generadores que hayan adherido a la Resolución SE N°95/2013.

12. INFORMACION CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO

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

La estructura de segmentos de negocio, definidos teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8, consiste en: la exploración y producción, incluyendo las compras de gas, compras de petróleo crudo derivadas de contratos de servicios y concesiones, así como las ventas de petróleo crudo y gas intersegmento (“Exploración y Producción”); la refinación, transporte, compra de crudo y gas a terceros e intersegmento y la comercialización a terceros de petróleo crudo, gas, productos destilados, petroquímicos, generación eléctrica y distribución de gas natural (“Downstream”); y las restantes actividades realizadas por la Sociedad, que no encuadran en estas categorías, agrupadas bajo la clasificación de “Administración Central y Otros”, comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central, las actividades de construcción y las remediaciones ambientales correspondientes a nuestra sociedad controlada YPF Holdings (ver Nota 3).

Las ventas entre segmentos de negocio se realizaron a precios internos de transferencia establecidos por la Sociedad, que reflejan aproximadamente los precios de mercado doméstico.

El resultado operativo y los activos para cada segmento han sido determinados después de ajustes de consolidación.

	Exploración y Producción	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014					
Ingresos por ventas	6.357	97.316	530	-	104.203
Ingresos intersegmentos	44.604	1.080	3.712	(49.396) ⁽¹⁾	-
Ingresos ordinarios	50.961	98.396	4.242	(49.396)	104.203
Utilidad (Pérdida) operativa	10.781	9.238	(1.190)	(451)	18.378
Resultado de inversiones en sociedades	(7)	68	-	-	61
Depreciación de bienes de uso	11.664	1.770	226	-	13.660
Inversión en bienes de uso ⁽²⁾	28.395	5.144	825	-	34.364
Activos	117.737	67.692	22.279	(2.696)	205.012
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 ⁽³⁾	15.934	2.797	213	-	18.944
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013					
Activos	70.775	51.336	15.161	(1.677)	135.595

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

(2) Inversiones de bienes de uso netas de las altas correspondientes al Grupo YSUR a la fecha de toma de control (ver Nota 13), UTE Puesto Hernández, Lajas y La Ventana a la fecha de adquisición de la participación adicional.

(3) Inversiones de bienes de uso netas de las altas correspondientes a Gasa a la fecha de adquisición e YPF Energía Eléctrica a la fecha de escisión (ver Nota 13).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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 2014 y 2013, como así también los bienes de uso por áreas geográficas al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

	Ingresos ordinarios		Bienes de Uso	
	2014	2013	2014	2013
Argentina	92.307	55.519	144.296	93.255
Países del Mercosur y asociados	6.421	5.037	26	20
Resto del América	3.556	3.110	353	221
Europa	1.919	1.153	-	-
Total	104.203	64.819	144.675	93.496

Al 30 de septiembre de 2014 ningún cliente externo representa ni supera el 10% de los ingresos por las actividades ordinarias de la Sociedad.

13. COMBINACIONES DE NEGOCIOS

– GASA:

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

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

Nombre y descripción de la sociedad adquirida:	<p>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.</p> <p>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".</p> <p>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).</p>
Fecha de adquisición, porcentaje adquirido y razones de la adquisición:	<p>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.</p> <p>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.</p>
Valor razonable de la contraprestación transferida, y valor razonable de los principales activos objeto de la adquisición:	<p>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.</p>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

A continuación se detallan los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos de la sociedad adquirida (valores al 100% de participación) a la fecha de adquisición, los cuales han sido incorporados en el balance de la Sociedad a partir de la fecha de toma de control:

Efectivo y equivalentes de efectivo	143
Créditos por ventas	318
Otros créditos y otros activos	23
Bienes de uso	1.788
Provisiones	104
Préstamos	879
Cuentas por pagar	461
Cargas Sociales y Otras cargas fiscales	102
Pasivo por Impuesto diferido	328
Impuesto a las ganancias a pagar	12

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

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

Ingresos y costos de actividades ordinarias de GASA desde la fecha de adquisición, incluidos en los estados contables del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 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 y costos de actividades ordinarias de GASA desde el inicio del período 2013 y hasta el 30 de septiembre de 2013:

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

(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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

Nombre y descripción de la sociedad Escindida: Pluspetrol Energy S.A. La participación societaria de la Sociedad sobre la misma al 31 de julio de 2013 era del 45%.

Nombre y descripción de la Sociedad Escisionaria YPF Energía Eléctrica S.A. Esta sociedad tiene como principales actividades los negocios de generación eléctrica con la operación de dos centrales termoeléctricas en la provincia de Tucumán, más una participación del 27% en el consorcio de Ramos dedicado a la Exploración y Producción de Hidrocarburos.

Fecha de la Escisión 31 de julio de 2013

Valor razonable de la contraprestación transferida, y valor razonable de los principales activos objeto de la adquisición: El valor razonable neto de los activos y pasivos traspasados a la Sociedad del proceso de escisión, ascendieron a 485. A continuación se detallan los principales rubros:

Créditos por ventas	65
Bienes de uso	638
Cuentas por pagar	77
Préstamos	52
Cargas Sociales y Fiscales	50
Pasivo por Impuesto Diferido	35
Otros Pasivos	4

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

Ingresos y costos de actividades ordinarias de YPF EE desde la fecha de adquisición, incluidos en los estados contables del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 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

– YSUR:

Tal como se menciona en la Nota 1.a), con fecha 12 de febrero de 2014, YPF y su subsidiaria YPF Europe B.V. ("YPF Europe", constituida en enero de 2014) aceptaron la oferta de Apache Overseas Inc. y Apache International Finance II S.a.r.l. (conjuntamente el "Grupo Apache") para la adquisición del 100% de sus participaciones en sociedades controlantes de los activos del Grupo Apache en la República Argentina y la adquisición de determinados préstamos intercompany adeudados por las sociedades adquiridas a sociedades del Grupo Apache. El precio convenido entre las partes fue de US\$ 786 millones, el cual se canceló mediante un desembolso inicial de US\$ 50 millones realizado el 12 de febrero de 2014 y el saldo remanente fue cancelado el 13 de marzo de 2014, fecha a partir de la cual la Sociedad pasó a tomar control de las mencionadas sociedades (la "fecha de adquisición"). Juntamente con los activos y pasivos incorporados por dichas sociedades se asumió deuda financiera en el mercado local por US\$ 31 millones. El precio acordado estará sujeto a la revisión de la información contable de las sociedades adquiridas por un plazo de 150 días contados a partir de la fecha de adquisición.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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

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

A continuación se detallan los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos identificados de las sociedades adquiridas (valores al 100% de participación y luego de ajustes de consolidación), los cuales han sido incorporados en el balance de la Sociedad en la fecha de adquisición:

Efectivo y equivalentes de efectivo	95
Activos disponibles para la venta	1.538
Bienes de cambio	55
Créditos por ventas	520
Otros créditos y otros activos	213
Intangibles – Derechos de concesión	1.246
Bienes de uso	5.469
Provisiones	781
Pasivo por impuesto diferido	1.241
Préstamos	110
Cuentas por pagar	639
Cargas sociales y otras cargas fiscales	134
Impuesto a las ganancias a pagar	24

A continuación se detalla la información relacionada con ingresos, costos y gastos de las sociedades adquiridas requerida por las NIIF:

	Desde la fecha de adquisición hasta el cierre del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014	Desde el inicio del ejercicio hasta el cierre del período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2014
Ingresos ordinarios	2.227	2.942
Costo de ventas	(1.918)	(2.534)
Utilidad bruta	309	408
Otros costos operativos	(139)	(184)
Utilidad operativa	170	224
Resultados financieros	(64)	(84)
Impuesto a las ganancias	(59)	(78)
Resultado neto del período	47	62

A su vez, la Sociedad ha celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. ("Pluspetrol") por el cual le otorga, a cambio de US\$ 217 millones, porcentajes de participación correspondientes a Apache Energía Argentina S.R.L. (sociedad controlada por Apache Canada Argentina Holdings S.a.r.l.) en 3 concesiones y cuatro contratos de UTE, como así también una participación correspondiente a YPF en un contrato de UTE. Todas las participaciones se vinculan a activos ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta. La mencionada transacción se encuentra pendiente de aprobación por parte de las autoridades regulatorias correspondientes. Al 30 de septiembre de 2014, los activos relacionados han sido clasificados en la línea "Activos disponibles para la venta". Adicionalmente, el importe de US\$ 217 millones cobrado por la transacción (1.818 al 30 de septiembre de 2014) ha sido imputado al rubro cuentas por pagar – anticipo por venta de bienes de uso.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

14. INFORMACIÓN REQUERIDA POR LA RESOLUCIÓN GENERAL N° 629 DE LA CNV

Con motivo de la Resolución General N° 629 de la CNV, informamos que la documentación respaldatoria de las operaciones de la Sociedad que no se encuentra en la sede social, se encuentra en los depósitos de las siguientes empresas:

- Adea S.A., sita en Planta 3 – Ruta 36, Km 31,5 – Florencio Varela – Provincia de Buenos Aires.
- File S.R.L, sita en Panamericana y R. S. Peña – Blanco Encalada – Lujan de Cuyo – Provincia de Mendoza.

15. HECHOS POSTERIORES

Con fecha 8 de octubre de 2014, YPF Ecuador S.A. (sociedad constituida con fecha 15 de julio de 2014 y controlada de forma indirecta por YPF a través de Eleran Inversiones 2011 S.A.U.) y Petroamazonas EP (empresa estatal de petróleo ecuatoriana) firmaron un Acuerdo para la provisión de servicios específicos integrados, ejecución de actividades de optimización de la producción, actividades de recuperación mejorada y actividades de exploración en el Campo Yuralpa ubicado en el Bloque 21, en la provincia amazónica del Napo, en Ecuador. Asimismo YPF S.A. emitió una garantía corporativa en favor de YPF Ecuador S.A. para garantizar el cumplimiento del contrato por parte de la misma. El monto de la garantía corporativa asciende a un valor máximo de US\$ 172 millones.

Con fecha 10 de octubre 2014, el Ministerio de Energía de la Provincia de Mendoza, por medio de la Resolución 68/2014, autoriza a Energía Andina S.A. (sociedad controlada) a ceder a YPF la totalidad de sus derechos y obligaciones emergentes de los permisos de exploración sobre las áreas Zampal Norte, Ñacuñan, Pampa del Sebo y San Rafael equivalente al 80% del total de participación en los mismos.

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la ley No. 27.007, que modifica la ley de hidrocarburos No. 17.319. Los aspectos más relevantes de la nueva ley son los siguientes,

- Respecto de los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
- Respecto de las concesiones, se prevén tres tipos de concesiones, de explotación convencional, de explotación no convencional, y de explotación en la plataforma continental y mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
- Se adecuaron los plazos de las concesiones de transporte de hidrocarburos a los plazos para las concesiones de explotación.
- En materia de regalías, se establece un máximo de un 12% pudiendo llegar a un 18% en el caso de prórrogas otorgadas, en los cuales la ley también establece el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.
- Se establece la extensión al régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto 929/2013) para los proyectos que representen una inversión directa en moneda extranjera no menor a 250 millones de dólares, ampliando los beneficios para otro tipo de proyectos.
- Se establece la reversión y transferencia de los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costas afuera nacionales respecto de las cuales no existan contratos de asociación suscriptos con ENARSA a la Secretaría de Energía de la Nación.

Los presentes estados contables fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 5 de noviembre de 2014.

A la fecha de emisión de los presentes estados contables no han existido otros hechos posteriores significativos cuyo efecto sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad al 30 de septiembre de 2014, o su exposición en nota a los presentes estados contables de corresponder, no hubieren sido considerados en los mismos según las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

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 2014, las principales Uniones Transitorias de Empresas (“UTES”) y consorcios de exploración y producción en los que la Sociedad participa son las siguientes:

Nombre y Ubicación	Participación	Operador
Acambuco <i>Salta</i>	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana <i>Neuquén</i>	27,27%	Total Austral S.A.
Aguaragüe <i>Salta</i>	53,00%	Tecpetrol S.A.
CAM-2/A SUR <i>Tierra del Fuego</i>	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Campamento Central / Cañadón Perdido <i>Chubut</i>	50,00%	YPF S.A.
Consortio CNQ 7/A <i>La Pampa y Mendoza</i>	50,00%	Pluspetrol Energy S.A.
El Tordillo <i>Chubut</i>	12,20%	Tecpetrol S.A.
La Tapera y Puesto Quiroga <i>Chubut</i>	12,20%	Tecpetrol S.A.
Llancanelo <i>Mendoza</i>	51,00%	YPF S.A.
Magallanes <i>Santa Cruz, Tierra del Fuego y Plataforma Continental Nacional</i>	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Palmar Largo <i>Formosa y Salta</i>	30,00%	Pluspetrol S.A.
Loma Campana <i>Neuquén</i>	50,00%	YPF S.A.
Ramos <i>Salta</i>	42,00%	Pluspetrol Energy S.A.
Rincón de Mangrullo <i>Neuquén</i>	50,00%	YPF S.A.
San Roque <i>Neuquén</i>	34,11%	Total Austral S.A.
Tierra del Fuego <i>Tierra del Fuego</i>	100,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.
Yacimiento La Ventana <i>Mendoza</i>	70,00% ⁽¹⁾	YPF S.A.
Yacimiento 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.

(1) Ver Nota 5.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS

BALANCE GENERAL AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2013

ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO

INFORMACIÓN REQUERIDA POR EL ARTÍCULO 63 DE LA LEY N° 19.550

(expresados en millones)

Rubro	Clase y monto de la moneda extranjera				Cambio vigente en pesos al 30-09-14	Valor en pesos al 30-09-14
	31-12-2013		30-09-2014			
Activo No Corriente						
Créditos por ventas	US\$	-	US\$	1	8,33	(1) 8
Otros créditos y anticipos	US\$	319	US\$	148	8,33	(1) 1.232
	CLP	-	CLP	2.223	0,01	(1) 22
Total del activo no corriente						1.262
Activo Corriente						
Créditos por ventas	US\$	263	US\$	296	8,33	(1) 2.466
	CLP	8.688	CLP	11.612	0,01	(1) 116
	BRL	21	BRL	-	-	(1) -
Otros créditos y anticipos	US\$	502	US\$	414	8,33	(1) 3.448
	€	3	€	2	10,51	(1) 21
	UYU	34	UYU	-	-	(1) -
	BOP	-	BOP	5	6,96	(1) 35
	CLP	1.087	CLP	3.084	0,01	(1) 31
	BRL	-	BRL	2	3,42	(1) 7
Efectivo y equivalentes de efectivo	US\$	649	US\$	608	8,33	(1) 5.065
	BOP	-	BOP	8	6,96	(1) 56
Total del activo corriente						11.245
Total del activo						12.507
Pasivo No Corriente						
Provisiones	US\$	2.095	US\$	1.775	8,43	(2) 14.963
Otras cargas fiscales	US\$	16	US\$	-	-	(2) -
Remuneraciones y cargas sociales	US\$	1	US\$	-	-	(2) -
Préstamos	US\$	1.980	US\$	2.903	8,43	(2) 24.472
Cuentas por pagar	US\$	60	US\$	63	8,43	(2) 531
	UYU	8	UYU	-	-	(2) -
Total del pasivo no corriente						39.966
Pasivo Corriente						
Provisiones	US\$	123	US\$	83	8,43	(2) 700
Préstamos	US\$	985	US\$	1.152	8,43	(2) 9.711
	BRL	13	BRL	-	-	(2) -
Remuneraciones y cargas sociales	US\$	2	US\$	1	8,43	(2) 8
	UYU	10	UYU	-	-	(2) -
	BRL	2	BRL	-	-	(2) -
Cuentas por pagar	US\$	1.776	US\$	1.785	8,43	(2) 15.047
	€	186	€	32	10,66	(2) 341
	UYU	27	UYU	-	-	(2) -
	BOP	23	BOP	-	-	(2) -
	CLP	6.629	CLP	-	-	(2) -
	BRL	6	BRL	-	-	(2) -
Cargas fiscales	CLP	-	CLP	1.338	0,01	(2) 13
Total del pasivo corriente						25.820
Total del pasivo						65.786

(1) Tipo de cambio comprador.

(2) Tipo de cambio vendedor.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 05 - NOVIEMBRE - 2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

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

MIGUEL MATIAS GALUCCIO
Presidente

Informe de la Comisión Fiscalizadora

A los señores Accionistas de

YPF SOCIEDAD ANÓNIMA

1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo N° 294 de la Ley N° 19.550, en las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) y en el Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, hemos efectuado 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 2014, 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 15 y sus anexos I, II y III (la nota 1 describe las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los estados contables consolidados adjuntos). Los saldos y otra información correspondientes al ejercicio 2013, son parte integrante de los estados contables mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados con ellos.
2. El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados contables de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) como normas contables profesionales e incorporadas por la CNV a su normativa, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por su sigla en inglés) y, por lo tanto, es responsable por la preparación y presentación de los estados contables consolidados intermedios mencionados en el párrafo 1 de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 “Información Financiera Intermedia” (“NIC 34”). Nuestra responsabilidad consiste en expresar una conclusión basada en la revisión que hemos realizado con el alcance detallado en el párrafo 3.
3. Nuestra revisión fue realizada de acuerdo con normas de sindicatura vigentes. Dichas normas requieren la aplicación de los procedimientos establecidos en la Resolución Técnica N° 33 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 05 de noviembre de 2014. Una revisión limitada consiste, principalmente, en la aplicación de procedimientos analíticos sobre las cifras incluidas en los estados contables consolidados intermedios y en la realización de indagaciones a personal de la Sociedad responsable de la preparación de la información incluida en los estados contables consolidados intermedios y su posterior análisis. El alcance de la revisión descripta, es sustancialmente inferior al de un examen de auditoría, cuyo objetivo es expresar una opinión sobre los estados contables bajo examen. Consecuentemente, no expresamos opinión sobre la situación financiera consolidada, el resultado integral consolidado, la evolución del patrimonio neto y el flujo de efectivo consolidado de la Sociedad. No hemos evaluado los criterios empresarios de administración, financiación, comercialización y explotación, dado que son de incumbencia exclusiva del Directorio y de la Asamblea.

4. Sobre la base de nuestra revisión, estamos en condiciones de informar que no hemos tomado conocimiento de ninguna modificación significativa que deba hacerse a los estados contables consolidados intermedios de YPF SOCIEDAD ANÓNIMA, identificados en el punto 1 del presente informe, para que estén presentados de acuerdo con la NIC 34.
5. Las cifras de los estados contables consolidados intermedios mencionados en el primer párrafo del capítulo 1 de este informe surgen de aplicar los procedimientos de consolidación establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera a partir de los estados contables individuales intermedios de las sociedades que integran el grupo económico, las que se detallan en el Anexo I a los estados contables adjuntos. Los estados contables individuales intermedios de la Sociedad surgen de sus registros contables que, en sus aspectos formales, han sido llevados de conformidad con las disposiciones legales vigentes.
6. Se ha dado cumplimiento a lo dispuesto por el artículo N° 294 de la Ley N° 19.550.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 05 de noviembre de 2014.

Por Comisión Fiscalizadora

Gustavo Adolfo Mazzoni
Síndico Titular
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 104 - F° 241



YPF Sociedad Anónima

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

Ejercicio Económico N° 38 iniciado el 1 de enero de 2014

Reseña Informativa al 30 de Septiembre de 2014

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

Contenido

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

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

Noviembre 5, 2014



1. Comentarios Generales

Siendo YPF una empresa cuya actividad se centra básicamente en el mercado argentino, la Sociedad lleva a cabo su gestión en el marco de la evolución de las principales variables del contexto macroeconómico del país. En este contexto y de acuerdo a los datos del Informe de Avance del Nivel de Actividad confeccionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (INDEC), la estimación preliminar de actividad económica para el primer semestre del año 2014 reflejó un crecimiento de 0,1%, mientras que el mismo informe había mostrado un incremento del 2,9% en el PIB (Producto Interno Bruto) para todo el año 2013.

A partir de 2014, el gobierno argentino estableció un nuevo índice de precios al consumidor nacional urbano (IPCNU), incluyendo las 24 provincias, divididas en 6 regiones. De acuerdo al IPCNU, la inflación fue de 3,7%, 3,4%, 2,6%, 1,8%, 1,4%, 1,3%, 1,4%, 1,3% y 1,4% en cada uno de los primeros nueve meses de 2014, respectivamente, acumulando un incremento del 19,8% con respecto a diciembre de 2013.

En materia de financiamiento al sector privado, y luego de haber experimentado una tendencia creciente a lo largo de todo el año 2013, las tasas de interés en el mercado local han continuado mostrando una tendencia en el mismo sentido especialmente durante el primer trimestre de 2014. En el segundo trimestre del año, las tasas de interés mostraron una leve reducción, aunque mostrándose siempre en niveles superiores a los observados a finales de 2013. Finalmente, en el tercer trimestre del año, las tasas de interés aplicadas sobre los préstamos al sector privado mostraron comportamientos disímiles, habiendo disminuido aquellas aplicadas a líneas comerciales, mientras que las asociadas a préstamos de plazos más largos aumentaron moderadamente. Cabe destacar que los préstamos en pesos al sector privado presentaron un crecimiento acumulado de 20,5% en los últimos doce meses.

El tipo de cambio peso/dólar había culminado el año 2013 en un valor de 6,52 pesos por dólar y se incrementó hasta llegar a 8,43 pesos por dólar al cierre del tercer trimestre de 2014, resultando por lo tanto aproximadamente un 29,3% superior a la cotización observada a finales del 2013. Esta devaluación se produjo principalmente en el mes de enero de 2014 (aproximadamente un 23% durante dicho mes), habiéndose observado una relativa estabilidad en el mercado cambiario desde entonces y hasta el cierre del presente período. El gobierno argentino efectúa un continuo seguimiento y análisis de los potenciales efectos de tal devaluación en el resto de la economía, así como los efectos sobre la evolución de los precios de bienes y servicios. En este contexto, se llevaron adelante negociaciones entre los productores de crudo, refinadores y el gobierno, que resultaron en un sendero de incremento gradual de precios en el valor del petróleo crudo hasta fin de abril de 2014, con el objetivo de atenuar los efectos económicos sobre el resto de la economía argentina.

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



El 30 de junio pasado, la República Argentina depositó en la cuenta del Bank of New York Mellon en la Argentina el importe correspondiente al pago de los servicios de deuda a los acreedores que ingresaron en los canjes de 2005 y 2010, y cuyo pago debía efectuarse a través de dicha entidad en su carácter de fiduciaria.

Al 5 de noviembre de 2014, el Bank of New York Mellon no transfirió dicho dinero a sus beneficiarios, invocando la orden dictada por el Juez de Distrito. La República Argentina alega que ha cumplido con su obligación de pago para con los bonistas reestructurados mediante dicho depósito, debiendo el fiduciario hacer entrega de ese dinero a sus beneficiarios.

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

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

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

El 28 de octubre de 2014 el Juez de Distrito rechazó un pedido realizado por diversos demandantes para que les fueran entregados los fondos depositados por la República Argentina en el Bank of New York Mellon.

En dos ocasiones, a solicitud de Citibank, el Juez de Distrito ha autorizado el pago de títulos emitidos en dólares bajo legislación argentina, aunque no ha tomado una decisión definitiva sobre esta cuestión.

Al momento de la emisión de los presentes Estados Contables, los bonos emitidos por YPF en el mercado internacional cotizan a valores superiores a la par, no teniendo impacto esta situación en la capacidad de pago de los mismos.

En términos de variables específicas de la actividad petrolera a nivel internacional, la cotización del barril de crudo Brent alcanzó los US\$ 94,67 al cierre del mes de septiembre de 2014 (frente a los US\$ 109,95 al cierre de 2013), lo que representa una caída de 13,9%. Sin embargo, esta caída se profundizó aún más en los días posteriores al cierre, alcanzando un valor de US\$ 85,86 a la fecha de los presentes estados contables.

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la ley No. 27.007, que modifica la ley de hidrocarburos No. 17.319. Los aspectos más relevantes de la nueva ley son los siguientes:

- Respecto de los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial. Asimismo, se modifica el proceso de reversión de áreas.

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

1.1. PRIMEROS NUEVE MESES DE 2014 VS. PRIMEROS NUEVE MESES DE 2013

➤ COMPARACIÓN DE RESULTADOS

A nivel operativo, en los primeros nueve meses de 2014 la producción total de hidrocarburos aumentó un 13,9% respecto igual período del ejercicio anterior, alcanzando los 553 miles de boe/día, gracias a un incremento del 5,6% en la producción propia de YPF S.A. (considerando la incorporación de la mayor producción del área Puesto Hernández como consecuencia de la adquisición de la participación del 39% de Petrobras en dicha área en enero del corriente año) y a la incorporación de la producción del grupo Y-SUR que representó 7,2 miles de boe/día de crudo, 1,5 miles de boe/día de NGL y 4,4 Mm³/día de gas natural.

La producción de gas natural alcanzó los 41,9 Mm³/día, siendo un 25,8% superior a la del mismo período de 2013, mientras que la producción de crudo aumentó un 5,6%, totalizando 243 mil bbl/día.

Por otra parte, en el mismo período los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 90%, un 5,1% superior al mismo trimestre del año pasado, evidenciando una importante recuperación en la capacidad de refinación luego del siniestro sufrido en la Refinería La Plata el 2 de abril de 2013, con una mayor producción de Gas Oil en un 2%, de Naftas en un 2% y de Fuel Oil en un 31%.

Los ingresos ordinarios correspondientes a los primeros nueve meses de 2014 fueron de \$ 104.203 millones, lo que representa un aumento del 60,8% en comparación con la suma de \$ 64.819 millones correspondiente al mismo período de 2013. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:



- Las ventas de gas oil aumentaron \$ 13.671 millones gracias a un incremento en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a un aumento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 1,2%;
- Las ventas de naftas aumentaron \$ 8.502 millones gracias a un incremento en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 5,2%;
- Las ventas de fuel oil se incrementaron en \$ 3.041 millones debido a un aumento en el precio promedio obtenido y a un incremento del 40,3% en los volúmenes comercializados durante los primeros nueve meses de 2014, tanto en el mercado externo como así también localmente, habiendo sido destinados estos últimos fundamentalmente al mercado de generación de electricidad. La mayor cantidad de fuel oil producido y vendido se originó debido a la salida de funcionamiento de la Unidad de Coke A de la Refinería La Plata, ocurrida en el siniestro del pasado 2 de abril de 2013, que derivó en una menor producción de combustibles livianos y provocó una mayor producción de refinados intermedios y pesados;
- Las ventas de petróleo disminuyeron en \$ 18 millones debido a los menores volúmenes vendidos a terceros en el mercado externo (con una disminución de 260 mil m³), como consecuencia del excedente de petróleo que había provocado el siniestro sufrido en nuestra refinería La Plata en abril de 2013, efecto que fue compensado por los mayores precios y los mayores volúmenes vendidos en el mercado local (con un incremento de 67 mil m³), considerando la inclusión de las ventas de petróleo del grupo de sociedades Yacimientos del Sur (YSUR), adquiridas al grupo Apache en Argentina (143 mil m³), las cuales representaron aproximadamente \$ 570 millones y las de nuestra sociedad controlada YPF Energía Eléctrica S.A., que mantiene una participación en la UTE Ramos y que comenzó sus actividades en agosto de 2013, y que presentaron un incremento de \$ 37 millones aproximadamente;
- Las ventas de gas natural en el mercado doméstico se incrementaron en \$ 5.986 millones como consecuencia de un aumento de aproximadamente un 18,5% en el volumen comercializado fundamentalmente en el segmento de usinas, impulsados por la mayor producción del período y considerando también la inclusión de las ventas de gas natural del grupo de sociedades YSUR, las cuales representaron aproximadamente \$ 948 millones y las mayores ventas de gas natural de YPF Energía Eléctrica por aproximadamente \$ 38 millones. Asimismo, se evidenció un incremento en el precio promedio del 62,5% en pesos (un 9% en dólares) por la mejora en el precio recibido dada la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental.

El costo de ventas en los primeros nueve meses de 2014 fue de \$ 74.808 millones, en comparación con los \$ 48.386 millones en los primeros nueve meses de 2013, lo que representa un aumento del 54,6%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

Compras

- Mayores importaciones de gas oil y naftas por un valor de \$ 2.452 millones, especialmente Ultradiesel y nafta Premium, principalmente como consecuencia de haber sido efectuadas a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares en el caso de la nafta Premium) con respecto al mismo período del año 2013;
- Incremento neto de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 1.878 millones. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 61%, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio, habiendo aumentado levemente si se lo mide en dólares. En cuanto a los volúmenes, se observó una disminución de 351 mil m³ debido a que en el ejercicio 2013 se habían realizado compras especiales de crudo pesado durante el primer trimestre para cubrir una mayor producción de fuel oil destinado al mercado eléctrico y debido a la incorporación de la producción de crudos del grupo YSUR;
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 1.904 millones con un incremento del 37% en el precio del FAME y del 51% en el precio del bioetanol, mientras que los volúmenes comprados de bioetanol y de FAME se incrementaron en un 48% y 2%, respectivamente;
- Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata que se mencionó anteriormente, en el presente período de nueve meses se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente \$ 1.632 millones como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras.

Otros costos de producción

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso expresadas en pesos en aproximadamente \$ 5.663 millones debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos, a la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, a un incremento en los volúmenes producidos y a la incorporación de las amortizaciones de los activos del Grupo YSUR.
- Incremento en los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, lo que representó aproximadamente \$ 4.737 millones, fundamentalmente en Upstream donde la Sociedad ha logrado incrementar la producción de crudo y de gas natural, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad y considerando a su vez, la incorporación de las sociedades del grupo Yacimientos del Sur (YSUR), adquiridas al grupo Apache en Argentina. Asimismo, se han registrado mayores tarifas en los servicios como consecuencia del incremento general de precios con respecto a los primeros nueve meses del ejercicio anterior;
- Mayores regalías por \$ 2.596 millones, de los cuales \$ 1.918 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo de YPF S.A., \$ 342 millones a regalías sobre la producción de gas natural de YPF S.A. y \$ 310 millones y \$ 26 millones a regalías sobre la producción de petróleo crudo y gas natural del grupo de sociedades YSUR y de YPF Energía Eléctrica S.A., respectivamente. Estos aumentos se

originaron debido a los mayores volúmenes producidos en ambos productos (mencionados en el párrafo anterior) y a los mayores precios en pesos de los productos en boca de pozo. Estos incrementos de precios se originan fundamentalmente por la devaluación del 51% del peso frente al dólar;

- Incrementos salariales y otros gastos de personal, fundamentalmente a partir de las negociaciones y acuerdos con las entidades de representación gremial correspondientes, con un incremento aproximado de \$ 1.128 millones;
- Incrementos en los cargos provisionados para futuros trabajos de remediaciones medioambientales por aproximadamente \$ 430 millones;
- La consolidación de las sociedades del grupo YSUR implicó un incremento de otros costos de producción, no mencionados en los párrafos precedentes, de aproximadamente \$ 334 millones en los primeros nueve meses de 2014;

Los gastos de administración correspondientes a los primeros nueve meses de 2014 ascendieron a \$ 3.116 millones, presentando un aumento de \$ 1.227 millones (65%) frente a los registrados durante el mismo período del año anterior, fundamentalmente debido a incrementos en los cargos por publicidad institucional y propaganda así como también en gastos de personal, ocasionados principalmente por los ajustes salariales producidos en el transcurso del año 2014, mayores costos en contrataciones de servicios informáticos, como así también por la incorporación al proceso de consolidación de MetroGAS S.A. a partir de mayo de 2013 y de las sociedades adquiridas del Grupo YSUR, según se menciona en Nota 13 a los Estados Contables consolidados.

Los gastos de comercialización en los primeros nueve meses de 2014 ascendieron a \$ 7.287 millones, presentando un incremento de \$ 1.732 millones comparados con el mismo período de 2013, lo que representa un incremento del 31,2%, motivado fundamentalmente por mayores cargos del impuesto a los créditos y débitos bancarios, como así también por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados y comercializados.

Los gastos de exploración ascendieron a \$ 1.230 millones, lo que representó un incremento neto de aproximadamente \$ 705 millones en los primeros nueve meses de 2014 con respecto a igual período de 2013. Esta variación se debió principalmente a mayores cargos por el abandono definitivo de pozos de estudio exploratorio en las provincias de La Rioja, Mendoza, Santa Cruz, Chubut y Neuquén (correspondientes a perforaciones convencionales y no convencionales) como así también a gastos de estudio realizados en las áreas exploratorias que posee YPF Chile S.A.

Los otros ingresos (egresos), netos ascendieron a \$ 616 millones, lo que representó una variación positiva de aproximadamente \$ 1.740 millones en los primeros nueve meses de 2014 con respecto a igual período de 2013. Esto se debió mayormente a los cargos registrados en el segundo trimestre de 2013 vinculados los valores objeto de reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguaiana Empreidimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur (TGM), en base al laudo parcial emitido por el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional, como así también 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 siniestro del 2 de abril de 2013 mencionado anteriormente, así como también al ingreso obtenido en el

ejercicio 2014 por la venta a Sinopec del 30% de la participación en la extensión de la concesión del área La Ventana en la provincia de Mendoza, y a mayores ingresos por venta de materiales.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en los primeros nueve meses de 2014 alcance los \$ 18.378 millones, en comparación con los \$ 7.340 millones correspondientes a los primeros nueve meses del año 2013, lo que representa un aumento de \$ 11.038 millones.

Los resultados financieros correspondientes a los primeros nueve meses del año 2014 fueron positivos en \$ 3.448 millones, en comparación con los \$ 966 millones positivos correspondientes al mismo período del año 2013. En este orden, el efecto de la mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la mayor depreciación del peso observada durante los primeros nueve meses de 2014 fue parcialmente compensado con los mayores resultados financieros negativos por intereses, producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante el presente período de 2014. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para los primeros nueve meses de 2013 fue de \$ 15.766 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para los primeros nueve meses de 2014 fue de \$ 27.211 millones, importes que expresados en dólares equivalían a US\$ 2.996 millones y US\$ 3.424 millones, respectivamente.

El cargo por impuesto a las ganancias en los primeros nueve meses del año 2014 alcanzó los \$ 14.338 millones, aproximadamente \$ 9.156 millones superior al cargo correspondiente a los primeros nueve meses del año 2013 el cual alcanzó los \$ 5.182 millones. El mencionado incremento tiene su origen en la variación del impuesto diferido por \$ 6.236 millones, debido a la registración del pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y a la devaluación del año 2014, así como también en un mayor cargo de impuesto corriente a pagar por \$ 2.920 millones, por los mayores resultados obtenidos según se menciona anteriormente.

La utilidad neta correspondiente a los primeros nueve meses del año 2014 fue de \$ 7.549 millones, en comparación con \$ 3.201 millones para los primeros nueve meses del año 2013, lo que representa un aumento aproximado del 136%, producto de los efectos mencionados en los párrafos precedentes.

Los otros resultados integrales en los primeros nueve meses de 2014 ascendieron a \$ 15.159 millones, comparados con \$ 6.370 millones en igual período de 2013, motivado fundamentalmente por la mayor diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y la evolución del tipo de cambio.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente a los primeros nueve meses del año 2014 fue de \$ 22.708 millones, en comparación con \$ 9.571 millones para los primeros nueve meses del año 2013, lo que representa un incremento aproximado del 137%.

➤ **LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL**

Durante los primeros nueve meses del año 2014, la generación de caja operativa alcanzó los \$ 36.394 millones, un 122,2% mayor a la del mismo período del año anterior. Este incremento de \$ 20.015 millones se produjo principalmente por el crecimiento del EBITDA de \$ 17.017 millones y por una mayor reducción del capital de trabajo.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, la Sociedad obtuvo un incremento neto de fondos de \$ 2.658 millones, proveniente de una mayor toma y refinanciación



de vencimientos de deuda por \$ 4.376 millones, principalmente mediante la emisión de obligaciones negociables en el mercado local e internacional, netos de un mayor pago de intereses y dividendos por \$ 1.580 millones y \$ 138 millones, respectivamente.

La mayor generación de caja operativa, así como también el mayor endeudamiento neto de la Sociedad, tuvieron su reflejo en las mayores inversiones en bienes de uso y otros activos fijos, las que alcanzaron un total de \$ 38.902 millones durante los primeros nueve meses del año 2014, presentando un incremento de \$ 20.795 millones en comparación con el mismo período del año anterior, lo que representó un aumento aproximado del 115% en las inversiones realizadas.

La generación de recursos previamente explicada, deviene en una sólida situación de liquidez al 30 de septiembre de 2014, con un total de \$ 15.873 millones de pesos en efectivo y equivalentes al mismo, alcanzando un ratio de liquidez de 0,98. Asimismo, la deuda financiera de la Sociedad alcanzó los \$ 49.118 millones de pesos, siendo exigible en el corto plazo sólo un 25% del total.

1.2. TERCER TRIMESTRE 2014 VS. TERCER TRIMESTRE 2013

➤ COMPARACIÓN DE RESULTADOS

- La Sociedad

A nivel operativo, en el tercer trimestre de 2014 la producción total de hidrocarburos aumentó un 15,4% respecto igual período del ejercicio anterior, alcanzando los 573 miles de boe/día, gracias a un incremento del 5,3% en la producción propia de YPF S.A. (considerando la incorporación de la mayor producción del área Puesto Hernández como consecuencia de la adquisición de la participación del 39% de Petrobras en dicha área en enero del corriente año) y a la incorporación de la producción del grupo Y-SUR que representó 9,5 miles de boe/día de crudo, 2,1 miles de boe/día de NGL y 5,9 Mm3/día de gas natural.

La producción de gas natural alcanzó los 44,9 Mm3/día, siendo un 26,1% superior a la del mismo período de 2013, mientras que la producción de crudo aumentó un 4,6%, totalizando 246 mil bbl/día.

Por otra parte, en el mismo período los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 93,5%, un 2,2% superior al mismo trimestre del año pasado, evidenciando una importante recuperación en la capacidad de refinación luego del siniestro sufrido en la Refinería La Plata el 2 de abril de 2013, con una mayor producción de Gas Oil en un 6% y una disminución en la producción de Naftas en un 5% y de Fuel Oil en un 11%.

Los ingresos ordinarios correspondientes al tercer trimestre de 2014 fueron de \$ 38.209 millones, lo que representa un aumento del 57,6% en comparación con la suma de \$ 24.244 millones correspondiente al mismo período de 2013. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la Sociedad antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron \$ 5.598 millones gracias a un incremento en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y al incremento en los volúmenes comercializados de aproximadamente 5,4%;

- Las ventas de naftas aumentaron \$ 3.083 millones gracias a un incremento en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 3,3%;
- Las ventas de fuel oil se incrementaron en \$ 372 millones debido a un aumento en el precio promedio obtenido, compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 19%, tanto localmente durante el tercer trimestre de 2014, como también en el mercado externo;
- Las ventas de petróleo disminuyeron en \$ 72 millones debido a los menores volúmenes vendidos a terceros en el mercado externo (con una disminución de 53 mil m³), como consecuencia del excedente de petróleo que había provocado el siniestro sufrido en nuestra refinería La Plata en Abril de 2013, efecto que fue parcialmente compensado por un aumento en el precio promedio obtenido y por considerar la inclusión de las ventas de petróleo del grupo de sociedades YSUR, las cuales representaron aproximadamente \$ 214 millones en el tercer trimestre de 2014, y las de nuestra sociedad controlada YPF Energía Eléctrica, que tuvieron un incremento de aproximadamente \$ 9 millones;
- Las ventas de gas natural en el mercado doméstico se incrementaron en \$ 2.193 millones como consecuencia de un aumento de aproximadamente un 15,2% en el volumen comercializado fundamentalmente en los segmentos de usinas, GNC y algunas industrias, impulsados por la mayor producción del período y considerando también la inclusión de las ventas de gas natural del grupo de sociedades YSUR, las cuales representaron aproximadamente \$ 441 millones en el tercer trimestre de 2014, y una leve disminución en las ventas de gas natural de YPF Energía Eléctrica por aproximadamente \$ 6 millones. Asimismo, se evidenció un incremento en el precio promedio del 61,1% en pesos (un 7,5% en dólares) por la mejora en el precio recibido dada la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental.

El costo de ventas en el tercer trimestre de 2014 fue de \$ 26.365 millones, en comparación con los \$ 17.875 millones en el tercer trimestre de 2013, lo que representa un aumento del 47,5%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

Compras

- Incremento neto de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 635 millones. El precio promedio de las compras de crudo a terceros, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 60%, fundamentalmente como consecuencia del incremento en el tipo de cambio, habiendo aumentado levemente si se lo mide en dólares. En cuanto a los volúmenes, se observó una disminución de 110 mil m³ debido principalmente al incremento de la producción propia y a la incorporación de la producción de YSUR mencionado anteriormente;
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 999 millones con un incremento del 42% en el precio del FAME y del 61% en el precio del bioetanol, mientras que los volúmenes comprados de bioetanol y de FAME se incrementaron en un 34% y 28%, respectivamente;
- Menores importaciones de Eurodiesel, debido a mayores niveles de procesamiento de nuestras refinerías, según se comentó previamente, pero a mayores precios

expresados en pesos (con una leve disminución si se los mide en dólares), con una disminución neta de \$ 97 millones;

- Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata que se mencionó anteriormente, en el presente trimestre se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente \$ 505 millones como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras.

Otros costos de producción

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso expresados en pesos en aproximadamente \$ 2.183 millones debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos, a la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, a un incremento en los volúmenes producidos y a la incorporación de las amortizaciones de los activos del Grupo YSUR;
- Incremento en los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, lo que representó aproximadamente \$ 2.023 millones, fundamentalmente en Upstream donde la Sociedad ha logrado incrementar la producción de crudo y gas natural, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad y considerando a su vez, la incorporación de las sociedades del grupo Yacimientos del Sur (YSUR), adquiridas al grupo Apache en Argentina. Asimismo, se han registrado mayores tarifas en los servicios como consecuencia del incremento general de precios por la devaluación del peso argentino con respecto al mismo período del ejercicio anterior;
- Mayores regalías por \$ 976 millones, de los cuales \$ 668 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo de YPF S.A., \$ 157 millones a regalías sobre la producción de gas natural de YPF S.A. y \$ 146 millones y \$ 5 millones a regalías sobre la producción de petróleo crudo y gas natural del grupo de sociedades YSUR y de YPF Energía Eléctrica, respectivamente. Estos aumentos se originaron debido a los mayores volúmenes producidos en ambos productos (mencionados en el párrafo anterior) y a los mayores precios en pesos de los productos en boca de pozo. Dichos incrementos de precios se originan fundamentalmente por la devaluación del 48% del peso frente al dólar;
- Incrementos salariales y otros gastos de personal, fundamentalmente a partir de las negociaciones y acuerdos con las entidades de representación gremial correspondientes, con un incremento aproximado de \$ 285 millones;
- Incrementos en los cargos provisionados para futuros trabajos de remediaciones medioambientales por aproximadamente \$ 127 millones;
- La consolidación de las sociedades del grupo YSUR implicó un incremento de otros costos de producción, no mencionados en los párrafos precedentes, de aproximadamente \$ 155 millones en el tercer trimestre de 2014;

Los gastos de administración correspondientes al tercer trimestre de 2014 ascendieron a \$ 1.119 millones, presentando un aumento de \$ 465 millones (71%) 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 2014 y a los mayores costos en contrataciones de servicios informáticos, como así también por la incorporación al proceso de consolidación de las sociedades del grupo YSUR, y en menor medida al aumento en los cargos por publicidad institucional y propaganda.

Los gastos de comercialización en el tercer trimestre de 2014 ascendieron a \$ 2.766 millones, presentando un incremento de \$ 780 millones comparados con el mismo período de 2013, lo que representa un incremento del 39,3%, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados y comercializados, como así también por mayores cargos del impuesto a los créditos y débitos bancarios, todo esto compensado mayormente por menores retenciones a las exportaciones, debido principalmente a los menores volúmenes exportados de crudo.

Los gastos de exploración ascendieron a \$ 306 millones, lo que representó un incremento neto de aproximadamente \$ 27 millones en el tercer trimestre de 2014 con respecto a igual período de 2013. Esta variación se debió principalmente a mayores cargos por gastos de estudios geológicos realizados en el presente período.

Los otros ingresos (egresos), netos ascendieron a \$ 391 millones, con una variación positiva de aproximadamente \$ 397 millones en el tercer trimestre de 2014 con respecto a igual período de 2013. Esto se debió mayormente al ingreso obtenido por la venta a Sinopec del 30% de la participación en la extensión de la concesión del área La Ventana en la provincia de Mendoza, que oportunamente había sido renovada de forma exclusiva por la Sociedad.

Los efectos mencionados precedentemente determinaron que la utilidad operativa en el tercer trimestre de 2014 alcance los \$ 8.044 millones, en comparación con los \$ 3.444 millones correspondientes al mismo período del año 2013, un 134% más y lo que representa un aumento de \$ 4.600 millones.

Los resultados financieros correspondientes al tercer trimestre del año 2014 fueron negativos en \$ 53 millones, en comparación con los \$ 540 millones positivos correspondientes al mismo período del año 2013. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la menor depreciación del peso observada durante el tercer trimestre de 2014. A su vez, se registraron mayores resultados financieros negativos producto de un mayor endeudamiento promedio y mayores tasas de interés durante el presente período de 2014. En este orden, el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el tercer trimestre de 2013 fue de \$ 19.054 millones, mientras que el monto de endeudamiento financiero neto promedio para el mismo período de 2014 fue de \$ 33.994 millones, importes que expresados en dólares equivalían a US\$ 3.422 millones y US\$ 4.121 millones, respectivamente.

El cargo por impuesto a las ganancias en el tercer trimestre del año 2014 alcanzó los \$ 4.810 millones, aproximadamente \$ 2.299 millones superior al cargo correspondiente al tercer trimestre del año 2013 el cual alcanzó los \$ 2.511 millones. El mencionado incremento tiene su origen principalmente en un mayor cargo de impuesto corriente a pagar por \$ 1.893 millones, por los mayores resultados obtenidos según se menciona anteriormente, y en menor medida por la variación del impuesto diferido por \$ 406 millones, debido a la registración del pasivo diferido asociado fundamentalmente a la diferencia de conversión de los bienes de uso, teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y a la devaluación del año 2014.

La utilidad neta correspondiente al tercer trimestre del año 2014 fue de \$ 3.219 millones, en comparación con \$ 1.417 millones para el tercer trimestre del año 2013, lo que representa un aumento aproximado del 127%, producto de los efectos mencionados en los párrafos precedentes.

Los otros resultados integrales en el tercer trimestre de 2014 ascendieron a \$ 2.515 millones, comparados con \$ 3.156 millones en igual período de 2013, motivado fundamentalmente por la menor 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 2014 fue de \$ 5.734 millones, en comparación con \$ 4.573 millones para el tercer trimestre del año 2013, lo que representa un incremento aproximado del 25%.

- Los Segmentos de Negocio

❖ **Exploración y Producción**

En el tercer trimestre de 2014, el segmento de Exploración y Producción tuvo un resultado operativo de \$ 4.463 millones, lo que representa un aumento del 109% frente a la utilidad de \$ 2.135 millones correspondiente al tercer trimestre del año 2013.

Los ingresos netos de crudo y gas natural se incrementaron durante el tercer trimestre de 2014 un 76,6% con relación al mismo período del año anterior, alcanzando los \$ 19.357 millones. Este incremento se produce gracias a los siguientes factores:

- En lo que respecta a la producción de petróleo, la producción total de YPF S.A. se incrementó en un 0,3%, a lo cual debe adicionarse en el presente período de 2014, la producción incorporada proveniente de YSUR por aproximadamente 9,5 miles de barriles diarios. En cuanto a la comercialización de petróleo, se produjo un incremento del volumen transferido entre el segmento de Exploración y Producción y el segmento de Downstream del 11,4% (aproximadamente 373 mil m³) y una disminución de 61 mil m³ en los volúmenes de petróleo crudo vendidos a terceros, principalmente en el mercado externo. El precio intersegmento del petróleo medido en dólares correspondiente al tercer trimestre de 2014 aumentó un 4% y representó un aumento aproximado de 55% medido en pesos, atento a la depreciación del peso frente al dólar.
- En términos de gas natural, la producción del tercer trimestre de 2014 de YPF S.A. alcanzó los 39,0 Mm³/día, lo cual representa un incremento de aproximadamente 8,9% frente al mismo trimestre del año anterior, a lo cual debe adicionarse en el presente período de 2014, la producción incorporada proveniente de YSUR por aproximadamente 5,9 Mm³/día. Excepto por la porción proveniente del grupo YSUR, que es comercializada directamente a terceros por esta compañía, la producción antes mencionada, neta de los consumos internos, es asignada al segmento Downstream para su comercialización a terceros, obteniendo el segmento de Exploración y Producción el precio promedio obtenido por la Sociedad en dichas ventas, neto de la tarifa por comercialización. Adicionalmente, el segmento de Exploración y Producción registra el incentivo a la producción de gas creado a través del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, por la producción incremental correspondiente a YPF S.A.



En materia de los costos totales de producción se observó en el tercer trimestre de 2014 un incremento del 70,6%, alcanzando los \$ 14.588 millones. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente \$ 1.943 millones, lo cual es motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior, a partir de las mayores inversiones realizadas durante 2013 y 2014, como así también debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad y a los mayores volúmenes producidos;
- Incrementos en los costos por contrataciones de obras y servicios vinculados a la actividad de la Sociedad de aproximadamente \$ 1.602 millones. Lo mencionado previamente tiene su origen principalmente en la mayor actividad desarrollada, con el resultado ya comentado sobre los incrementos de producción de crudo y gas natural, a partir de los mayores recursos destinados a dicha actividad, a lo que se sumó un incremento de las tarifas en pesos como consecuencia del incremento general de precios. Se registraron también mayores cargos por provisión de futuras remediaciones medioambientales por \$ 117 millones, aproximadamente;
- Mayores regalías por \$ 976 millones, de los cuales \$ 668 millones corresponden a regalías sobre la producción de petróleo crudo de YPF S.A., \$ 157 millones a regalías sobre la producción de gas natural de YPF S.A. y \$ 146 millones y \$ 5 millones a regalías sobre la producción de petróleo crudo y gas natural del grupo de sociedades YSUR y de YPF Energía Eléctrica, respectivamente. Estos aumentos se originaron debido a los mayores volúmenes producidos en ambos productos y al aumento en los precios en pesos de los productos en boca de pozo. Dichos incrementos se originan fundamentalmente por la devaluación del 48% del peso frente al dólar.
- Se registró el ingreso obtenido por la venta a Sinopec del 30% de la participación en la extensión de la concesión del área La Ventana en la provincia de Mendoza, que oportunamente había sido renovada de forma exclusiva por la Sociedad.

Los gastos de exploración ascendieron a \$ 306 millones y tuvieron un incremento neto de aproximadamente \$ 27 millones en el tercer trimestre de 2014 con respecto a igual período de 2013. Esta variación se debió principalmente a mayores cargos por gastos de estudios geológicos realizados en el presente período.

❖ Downstream

En el tercer trimestre de 2014, el segmento de Downstream, el cual agrupa tanto las actividades de refino, marketing, logística, química, generación de electricidad y distribución de gas natural, registró un resultado operativo de \$ 3.864 millones en comparación con los \$ 1.534 millones registrados en igual período del año anterior. Entre los diferentes aspectos, favorables y desfavorables, que afectaron los resultados, se destacan los siguientes:

- Durante el tercer trimestre de 2014 el nivel de procesamiento de nuestras refinerías, fue en promedio de 299 mil barriles diarios de petróleo, situándose aproximadamente en un 2,2% por encima del nivel observado en el tercer trimestre del año anterior. Este aumento se debió principalmente a tener una mayor disponibilidad de crudo liviano.
- Incremento en los ingresos por ventas de gas oil, durante el tercer trimestre de 2014 y comparado con igual período de 2013, por un monto neto positivo de aproximadamente \$ 5.598 millones, gracias a los incrementos en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y en los volúmenes comercializados de aproximadamente 5,4%.
- Incremento neto de las ventas de naftas, durante el tercer trimestre de 2014, de aproximadamente \$ 3.083 millones. Dentro de este contexto se produjo un incremento en los volúmenes despachados de aproximadamente 3,3% en el segmento de estaciones de servicio. Adicionalmente, durante el tercer trimestre de 2014 también se incrementó el precio promedio obtenido por la Sociedad para el mix de naftas respecto al precio promedio obtenido en el mismo período en 2013;
- Las ventas de fuel oil se incrementaron en \$ 372 millones debido a un aumento en el precio promedio obtenido, compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes comercializados de aproximadamente 19%, tanto localmente durante el tercer trimestre de 2014, como también en el mercado externo;
- En cuanto a las ventas de productos petroquímicos se registran mayores ingresos por \$ 684 millones, principalmente en el mercado interno, donde se comercializaron mayores volúmenes de metanol y productos aromáticos, todos ellos con mejores precios, lo cual arrojó un incremento neto de ingresos de aproximadamente \$ 416 millones. En cuanto a las exportaciones, se registraron mayores volúmenes de metanol y alcoholes y menores volúmenes de solventes y corte parafínico liviano, aunque con mejores precios promedio en pesos en toda la canasta de productos, con un efecto neto positivo en los ingresos por ventas de aproximadamente \$ 268 millones;
- Mayores costos en las compras de petróleo crudo, a terceros y al segmento de Exploración y Producción por \$ 7.007 millones, lo cual se encuentra motivado por el incremento en el precio del petróleo crudo expresado en pesos a partir de la variación cambiaria del peso frente al dólar entre ambos períodos, tal como se menciona en párrafos anteriores, así como también por los mayores volúmenes de crudo transferidos desde el segmento de Exploración y Producción, todo ello compensado levemente por los menores volúmenes de compras de petróleo crudo a otros productores que disminuyeron aproximadamente un 3% (en torno a los 23 mil m³) en el presente trimestre. El precio promedio de compra de petróleo crudo al segmento de Exploración y Producción, medido en pesos, se incrementó aproximadamente un 55% y el precio de compra a otros productores de petróleo crudo se incrementó aproximadamente un 60%, por el diferente mix de crudos comprados;

- Menores importaciones de Eurodiesel debido a mayores niveles de procesamiento de nuestras refinerías, según se comenta más adelante, pero a mayores precios expresados en pesos (con una leve disminución si se los mide en dólares), con una disminución neta de \$ 97 millones;
- Mayores compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 999 millones con un incremento del 42% en el precio del FAME y del 61% en el precio del bioetanol, mientras que los volúmenes comprados de bioetanol y de FAME se incrementaron en un 34% y 28%, respectivamente;
- En relación a los costos de producción, se observa durante el tercer trimestre de 2014 un aumento en las tarifas de transporte de crudo y materias primas y uso de instalaciones portuarias y en las tarifas de servicios contratados para reparación y mantenimiento de nuestras refinerías, así como también en los costos de las pólizas de seguros, todos los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de la economía y los incrementos salariales, todo lo cual fuera anteriormente comentado. Como consecuencia de todo esto, considerando que la masa de gastos se incrementó aproximadamente un 38% y considerando asimismo el mayor nivel de procesamiento en refinerías según se menciona anteriormente, el costo de refinación se incrementó en el tercer trimestre de 2014 en aproximadamente un 35% en comparación con el mismo trimestre del año 2013. Se registraron también mayores cargos por provisión de futuras remediaciones medioambientales por \$ 10 millones, aproximadamente;
- En términos de gas natural, se registraron mayores volúmenes y mejores precios promedios obtenidos por su comercialización. En cuanto a volúmenes, los cuales se destinan prácticamente en su totalidad al mercado interno, en el presente trimestre se observa un incremento de aproximadamente un 15,2% en el volumen comercializado, fundamentalmente en los segmentos de usinas, GNC y algunas industrias. Asimismo, se evidenció una recomposición en el precio promedio en pesos obtenido en algunos segmentos del mercado interno de gas natural, especialmente en usinas, en distribuidoras y en algunas industrias, lo que originó un mayor fee de comercialización;
- Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata que se mencionó anteriormente, en el presente trimestre se devengó un monto indemnizatorio de aproximadamente \$ 505 millones como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada y conforme a los derechos emergentes de la respectiva póliza de seguro. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras.

❖ **Administración Central y Otros**

En el tercer trimestre de 2014 la pérdida operativa del segmento Administración Central y Otros ascendió a \$ 471 millones, frente a los \$ 291 millones correspondientes al mismo período del año anterior. Los resultados del segmento fueron afectados principalmente por los mayores costos por incremento de salarios y cargas sociales y a los mayores costos en contrataciones de servicios informáticos, todo ello parcialmente compensado por mejores resultados obtenidos por nuestra sociedad controlada A-Evangelista.



➤ LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el tercer trimestre del año 2014, la generación de caja operativa alcanzó los \$ 18.249 millones, un 95,1% mayor a la del mismo período del año anterior. Este incremento de \$ 8.893 millones se produjo principalmente por el crecimiento del EBITDA de \$ 6.883 millones y por una mayor reducción del capital de trabajo.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, la Sociedad tuvo una disminución neta de fondos de \$ 317 millones durante el tercer trimestre de 2014 y en comparación con el mismo período de 2013, generada por una mayor toma y refinanciación de vencimientos de deuda por \$ 203 millones, principalmente mediante la emisión de obligaciones negociables en el mercado local, netos de un mayor pago de intereses y dividendos por \$ 382 millones y \$ 138 millones, respectivamente.

La mayor generación de caja operativa antes mencionada tuvo su reflejo en las mayores inversiones en bienes de uso y otros activos fijos, las que alcanzaron un total de \$ 13.579 millones durante el tercer trimestre del año 2014, presentando un incremento de \$ 6.102 millones en comparación con el mismo período del año anterior, lo que representó un aumento aproximado del 81,6% en las inversiones realizadas.

La generación de recursos previamente explicada, deviene en una sólida situación de liquidez al 30 de septiembre de 2014, con un total de \$ 15.873 millones de pesos en efectivo y equivalentes al mismo, alcanzando un ratio de liquidez de 0,98. Asimismo, la deuda financiera de la Sociedad alcanzó los \$ 49.118 millones de pesos, siendo exigible en el corto plazo sólo un 25% del total.



2. Síntesis de la Estructura Patrimonial (1)

Balances Generales Consolidados al 30 de Septiembre de 2014, 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>30/09/2014</u>	<u>30/09/2013</u>	<u>30/09/2012</u>	<u>30/09/2011</u>
Activo				
Activo No Corriente	154.488	84.611	55.311	43.210
Activo Corriente	50.524	26.659	15.056	14.883
Total del Activo	205.012	111.270	70.367	58.093
Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la controlante	70.188	40.491	29.199	25.076
Interés no controlante	154	172	-	-
Total Patrimonio Neto	70.342	40.663	29.199	25.076
Pasivo				
Pasivo No Corriente	83.297	41.423	16.862	15.160
Pasivo Corriente	51.373	29.184	24.306	17.857
Total del Pasivo	134.670	70.607	41.168	33.017
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	205.012	111.270	70.367	58.093

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Capítulo III – Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación de los estados financieros – del Título IV – Régimen informativo periódico - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), en su Texto Ordenado 2013, en las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2012, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05 -NOVIEMBRE-2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

3. Síntesis de la Estructura de Resultados (1)

Estados de Resultados Consolidados por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de Septiembre de 2014, 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>30/09/2014</u>	<u>30/09/2013</u>	<u>30/09/2012</u>	<u>30/09/2011</u>
Ingresos Ordinarios	104.203	64.819	48.312	41.299
Costo de Ventas	(74.808)	(48.386)	(36.129)	(29.299)
Utilidad Bruta	29.395	16.433	12.183	12.000
Gastos de Comercialización	(7.287)	(5.555)	(4.022)	(4.041)
Gastos de Administración	(3.116)	(1.889)	(1.530)	(1.292)
Gastos de Exploración	(1.230)	(525)	(464)	(384)
Otros ingresos (egresos) netos	616	(1.124)	(110)	(112)
Utilidad Operativa	18.378	7.340	6.057	6.171
Resultado de las inversiones en sociedades	61	77	98	484
Resultados Financieros	3.448	966	(61)	(128)
Utilidad Neta antes de Impuesto a las Ganancias	21.887	8.383	6.094	6.527
Impuesto a las Ganancias	(5.961)	(3.041)	(2.246)	(2.154)
Impuesto Diferido	(8.377)	(2.141)	(965)	(463)
Utilidad Neta del período	7.549	3.201	2.883	3.910
Otros resultados integrales consolidados	15.159	6.370	2.896	1.231
Resultado integral consolidado total del período	22.708	9.571	5.779	5.141

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Capítulo III – Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación de los estados financieros – del Título IV – Régimen informativo periódico - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), en su Texto Ordenado 2013, en las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2012, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05 -NOVIEMBRE-2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



4. Síntesis de la Estructura de Flujos de Efectivo (1)

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los períodos de nueve meses finalizados el 30 de Septiembre de 2014, 2013, 2012 y 2011.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>30/09/2014</u>	<u>30/09/2013</u>	<u>30/09/2012</u>	<u>30/09/2011</u>
Flujos de Efectivo de las Actividades Operativas	36.394	16.379	12.561	8.264
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(38.902)	(18.250)	(11.379)	(7.792)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	6.453	3.795	(1.369)	(948)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	1.215	89	53	98
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes	5.160	2.013	(134)	(378)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.713	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	15.873	6.903	978	1.948
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes	5.160	2.013	(134)	(378)

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Capítulo III – Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación de los estados financieros – del Título IV – Régimen informativo periódico - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), en su Texto Ordenado 2013, en las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2012, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05 -NOVIEMBRE-2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

5. Datos Estadísticos

	Unidad	Ene/ Sep 2014	Ene/ Sep 2013	Ene/ Sep 2012	Ene/ Sep 2011	Ene/ Sep 2010
Producciones						
Crudo (incluye GNL) (1)	mbd	289	276	274	265	298
Gas natural (1)	Mpcd	1.480	1.177	1.193	1.221	1.373
Refinación						
Crudo procesado	bd	288.738	274.680	286.654	290.587	301.070
Ventas a terceros						
Crudo	mbd	12	17	6	7	8
Gas natural	Mpcd	1.287	1.085	1.218	1.189	1.289
Subproductos Vendidos						
Motonaftas	bd	80.920	76.931	68.922	65.794	59.444
Gas Oil	bd	142.190	140.566	137.969	148.608	137.103
JP1 y Kerosén	bd	16.598	16.358	16.593	16.207	16.885
Fuel Oil	bd	30.489	21.741	22.760	16.054	25.900
GLP	bd	19.493	19.397	17.612	20.971	21.518
Otros (2)	bd	69.071	68.944	74.489	79.914	72.455
TOTAL	bd	358.761	343.937	338.345	347.548	333.305
Crudo Vendido						
En el mercado local	mbd	8	7	5	6	6
En el exterior	mbd	4	10	1	1	2
Subproductos Vendidos						
En el mercado local	mbd	313	298	305	303	280
En el exterior	mbd	46	46	33	45	53
TOTAL CRUDO Y SUBPRODUCTOS VENDIDOS	mbd	371	361	344	355	341
Generación de electricidad (YPF Energía Eléctrica)						
Complejo Tucumán (3)	m Mw/h	4.001	677	-	-	-

- (1) Incluye aproximadamente 9 mbd de crudo y GNL y 156 Mpcd de gas natural producidos por YSUR.
(2) Incluye principalmente: carbón de petróleo, petroquímicos, nafta virgen, propileno, lubricantes y derivados.
(3) YPF Energía Eléctrica S.A. comenzó sus actividades el 1° de agosto de 2013.



6. Índices (1)

	30/09/2014	30/09/2013	30/09/2012	30/09/2011
Liquidez corriente (Activo Corriente sobre Pasivo Corriente)	0,983	0,913	0,619	0,833
Solvencia (Patrimonio Neto sobre Pasivo Total)	0,522	0,576	0,709	0,759
Inmovilizado del Capital (Activo no corriente sobre Activo Total)	0,754	0,760	0,786	0,744

- (1) De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Capítulo III – Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación de los estados financieros – del Título IV – Régimen informativo periódico - de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), en su Texto Ordenado 2013, en las Reseñas informativas que acompañen a los estados financieros trimestrales o anuales correspondientes a ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2012, se irá incorporando información comparativa preparada bajo NIIF en forma trimestral/anual hasta alcanzar cinco trimestres/ejercicios comparativos preparados de acuerdo con las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 05 -NOVIEMBRE-2014
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

7. Perspectivas

Luego de implementadas las disposiciones de la Ley de Expropiación (Ley 26.741), y considerando específicamente los ambiciosos objetivos de la misma, la Compañía se enfrenta a un fuerte desafío en su gestión operativa, re focalizando la misma no sólo en el corto plazo, sino fundamentalmente en el mediano y largo plazo. En este orden, el logro de los objetivos declarados por la mencionada ley, dentro de los que se encuentra el incremento de la producción y el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, dará lugar a la sustentabilidad de la Sociedad, todo ello basado en un perfil de inversión y crecimiento constante que aseguren de esta forma valor futuro para el conjunto de sus accionistas y atento a los intereses de cada uno de ellos.

Dentro de este contexto, el 30 de Agosto de 2012, la Sociedad ha aprobado y anunciado el Plan Estratégico 2013-2017 que constituye las bases para el desarrollo de la misma en los próximos años. Dicho plan tiene como base reafirmar el compromiso de crear un nuevo modelo de compañía en la Argentina que alinea los objetivos de YPF con los del país, donde YPF se constituya en el líder de la industria que apunte a revertir el desbalance energético nacional y a lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos en el largo plazo.

El Plan Estratégico 2013-2017 implica el establecimiento de importantes objetivos para los próximos años, los cuales se centran en: (i) el desarrollo de recursos no convencionales, que implica una oportunidad única en nuestro país debido a: 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 este tipo de formaciones para el presente año 2014 y sucesivos. Con el objetivo mencionado precedentemente, hemos comenzado a mantener reuniones con diferentes empresas del mercado petrolero, a efectos de desarrollar formas asociativas e incrementar el volumen de inversiones.

En tal sentido, en el mes de diciembre de 2013 hemos completado con subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante "Chevron") un Acuerdo de Proyecto de Inversión que tiene por objetivo la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El Acuerdo contempló un desembolso, de hasta 1.240 millones de dólares por parte de Chevron para una primera fase de trabajo que desarrolla unos 20 km² (el "proyecto piloto") (4.942 acres) de los 395 km² (97.607 acres) correspondientes al área afectada al proyecto,



ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana, el cual ya ha sido cumplido. Durante abril de 2014 se ha completado exitosamente la segunda fase del Acuerdo del Proyecto de Inversión y Chevron ha confirmado su decisión de continuar en el proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área de Loma Campana, dando comienzo a la tercera fase del mismo. La duración de esta tercera fase abarca toda la vida del proyecto, hasta la terminación de la concesión de Loma Campana. También durante abril de 2014 YPF y Chevron han firmado un nuevo Acuerdo de proyecto de Inversión con el objetivo de la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén, dentro del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Narambuena, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron. La inversión se desembolsará en dos etapas. En función de los resultados que arrojen las actividades exploratorias, ambas empresas estiman continuar con la realización de un proyecto piloto y posterior desarrollo total del área mencionada, compartiendo las inversiones al 50%.

Por otra parte, el 12 de marzo de 2014 hemos firmado un acuerdo de adquisición de las sociedades del grupo Y-SUR, que corresponden a las operaciones que la empresa Apache tenía en el país y de esta manera, nos hemos posicionado como la principal operadora de gas de Argentina. Los principales activos incluidos en la transacción se encuentran en las provincias del Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro, cuentan con una infraestructura importante de ductos y plantas y se emplean unas 350 personas. Además ciertos activos poseen potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta. Esta compra tiene un impacto significativo para YPF ya que implica posicionarse en activos de la Cuenca Austral, el aumento de la producción de gas, el incremento de nuestras reservas de hidrocarburos, accediendo a mayor producción propia de petróleo calidad Medanita, óptimo para nuestras refinerías. A su vez, YPF ha celebrado un acuerdo de cesión de activos con Pluspetrol S.A. (“Pluspetrol”) por el cual le otorga, a cambio de US\$ 217 millones, porcentajes de participación correspondientes a Apache Energía Argentina S.R.L. (sociedad controlada por Apache Canada Argentina Holdings S.a.r.l.) en tres concesiones y cuatro contratos de UTE, como así también una participación correspondiente a YPF en un contrato de UTE. Todas las participaciones se vinculan a activos ubicados en la provincia del Neuquén y con el objetivo de explorar y desarrollar en conjunto la formación Vaca Muerta. A la fecha de los presentes Estados Contables, la transacción con Pluspetrol aún no se encuentra perfeccionada debido a que la misma se encuentra pendiente de aprobación por las autoridades regulatorias correspondientes.

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

Del mismo modo, con fecha 7 de febrero de 2014, YPF ha adquirido de Potasio Río Colorado S.A. su participación del 50% en el contrato de UTE Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa formación conocida como “Lajas” que oportunamente celebraran ambas empresas, contrato bajo



el cual se realiza la explotación del área de concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa provenientes del horizonte geológico "Lajas" (el "Área"). El Área es una concesión de explotación, ubicada en la provincia de Neuquén, cuyo titular es YPF con vencimiento en el año 2027, operada por YPF a través del mencionado contrato de UTE que se extendía hasta la finalización de la concesión y/o de cualquier acuerdo o contrato que otorgaría el derecho a seguir explotando el "Área" y que será cancelado anticipadamente, pasando YPF a tener el 100% de la participación en el área Segmento 5 Loma La Lata - Sierra Barrosa "Lajas".

Con fecha 28 de agosto de 2014, YPF ha celebrado un Acuerdo (el "Acuerdo") con Petronas (E&P) Overseas Ventures Sdn. Bhd ("Petronas"), por medio del cual ambas empresas acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil en tres fases anuales con una inversión conjunta de hasta US\$ 550 millones más IVA en el área La Amarga Chica, ubicada en la Provincia del Neuquén, de los cuales Petronas aportará US\$ 475 millones e YPF aportará US\$ 75 millones. El acuerdo prevé un período de exclusividad para la negociación y firma de una serie de contratos definitivos cuya entrada en vigencia quedará supeditada al cumplimiento de una serie de condiciones precedentes a ser cumplidas antes del 31 de diciembre de 2014, que refieren principalmente a la titularidad de la concesión del área, un plazo de 35 años para el nuevo título de concesión de explotación y el marco impositivo del proyecto, incluyendo compromisos promocionales tributarios y de regalías, con el objetivo de iniciar la actividad del piloto "La Amarga Chica" en el primer trimestre de 2015. El Acuerdo prevé también que ambas compañías evaluarán ampliar la asociación estratégica a otras áreas exploratorias con potencial para recursos no convencionales.

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

Otro aspecto a destacar y de suma relevancia para las operaciones de la Sociedad, son las renovaciones de sus concesiones de explotación producidas en el ejercicio 2013 con las provincias de Chubut y Tierra del Fuego, brindando de esta manera un horizonte de largo plazo para la actividad productiva de la Sociedad.

Con la provincia de Tierra del Fuego, la Sociedad ha suscripto en diciembre de 2013 el Acuerdo de Extensión para las Concesiones Tierra del Fuego y los Chorrillos hasta los años 2027 y 2026, respectivamente. Con la provincia de Chubut, en octubre de 2013 se suscribió el acuerdo de extensión de las Concesiones de Explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga y en diciembre de 2013, se suscribió el Acuerdo para la extensión de las Concesiones de Explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. Estos acuerdos, prorrogan por el término de 30 años los plazos de las concesiones de explotación.

En materia de exploración, durante el mes de mayo de 2014 se produjeron importantes avances en el primer proyecto de exploración no convencional en la formación D-129, en la provincia de Chubut. Se confirmó la presencia de petróleo de 39° API y gas con poder calorífico de 11.000 Kcal/m³, de calidad superior al promedio de la cuenca del Golfo San Jorge. Cabe destacar que el proceso de estimulación hidráulica se realizó por primera vez en el país con agua del propio proceso de producción, sin utilizar agua dulce. A partir de la perforación y puesta en ensayo de este pozo, YPF inició con éxito la primera fase exploratoria del play no



convencional D-129, permitiendo incorporar a Chubut como otra provincia con alto potencial en recursos no convencionales y logrando ampliar las fronteras de este tipo de recursos más allá de Vaca Muerta. Asimismo, en el mes de agosto de 2014, se produjo un importante hallazgo de gas y petróleo convencional en el bloque Los Perales - Las Mesetas, en la provincia de Santa Cruz, con un potencial de producción diaria de 200.000 m³ de gas y 370 barriles de petróleo. Cabe destacar que la empresa hacía más de 20 años que no lograba un resultado de este tipo en esta provincia. A estos descubrimientos, se suman los hallazgos que la Sociedad anunció, durante el último año, en los bloques El Manzano y Paso Bardas Norte, en la provincia de Mendoza, en la formación Agrio en el bloque Filo Morado, en la provincia de Neuquén, y en el bloque Los Caldenes, provincia de Río Negro. Cada uno de ellos, constituyen un hito de la actual gestión de YPF.

Por otra parte, la Sociedad continúa con El Plan Exploratorio Argentina que consistió en revisar de manera integral todas las cuencas sedimentarias y el estudio del potencial de recursos de petróleo y gas del país, lo que permitió trazar un mapa de oportunidades para la búsqueda de hidrocarburos en distintas provincias. Este programa revela un nuevo mapa de oportunidades para ampliar las fronteras hidrocarburíferas en nuestro país que abarca acciones concretas en provincias que eran consideradas “no petroleras”, dentro de lo que se encuentra la perforación de 25 pozos de estudio (considerados exploración de frontera), con objetivos convencionales y no convencionales y la realización de estudios de sísmica.

En lo referido al negocio de Downstream, a partir del incendio ocurrido en la refinería La Plata en abril de 2013, como consecuencia de haber sido afectada dicha ciudad por un temporal sin precedentes, se implementó un plan de normalización que incluye como principal punto, la aceleración de la construcción de una nueva planta de coke, que demandará una inversión de alrededor de 800 millones de dólares y que se estima poner en marcha a fines del año 2015. Asimismo, es nuestra intención mejorar la eficiencia de producción, buscando la optimización permanente de nuestros activos de refino a fin de aumentar su capacidad, aumentar su flexibilidad respecto a la obtención de los productos que son resultado del proceso de refinación, continuar adaptando nuestras refinerías a las nuevas normas de bajo contenido de azufre, y desarrollar nuestros activos y redes logísticas para satisfacer el crecimiento continuado esperado de la demanda.

En materia de financiamiento, nuestros esfuerzos continúan enfocados a la optimización de nuestra estructura de financiamiento, como así también a la búsqueda de fuentes adicionales de financiación atento a nuestros objetivos incrementales de inversión, hechos que han comenzado a materializarse a partir de la emisión de obligaciones negociables realizadas por la Sociedad durante 2012, 2013 y 2014. En este sentido, ha sido un gran logro para YPF la emisión de tres series de Obligaciones Negociables internacionales por 1.650 millones de dólares con resultados que superaron las mejores expectativas. La primera de ellas por 150 millones de dólares se realizó a una tasa interés variable LIBOR más 7,5% con vencimiento a 5 años y garantizada con flujos futuros de fondos provenientes de exportaciones. La segunda por 500 millones de dólares, se realizó a una tasa interés fija del 8,875% con un único vencimiento a 5 años y sin garantías. La tercera por 1.000 millones de dólares, realizada en el mes de abril de 2014, fue la mayor emisión de deuda corporativa realizada por una empresa argentina en la historia y se realizó a una tasa de interés fija del 8,75% con vencimientos de capital que operarán entre los años 2022 y 2024. De esta manera YPF, luego de 15 años, vuelve a acceder a los mercados internacionales con una respuesta que demostró la confianza que los inversores tienen en los resultados y las perspectivas de la Sociedad.



A su vez, a nivel local, durante el tercer trimestre de 2014, la Sociedad emitió dos nuevas series de Obligaciones Negociables por un total de 1.750 millones de pesos.

La compañía, con este tipo de instrumentos, consolida su estrategia de diversificación de fuentes de financiamiento y extensión de plazo de su deuda, para sostener los niveles de nuestro plan de inversión en la producción de hidrocarburos.

Por todo lo expuesto anteriormente, y más allá de la situación de litigio de cierta parte de la deuda soberana detallada previamente en el apartado Comentarios Generales, la compañía estima que no debería tener dificultades en el normal financiamiento de sus operaciones.

Miguel M. Galuccio
Presidente